

Trabajo Fin de Máster  
Máster en Ingeniería Industrial

Estudio del empleo de paneles fotovoltaicos  
bifaciales mediante simulaciones basadas en PVSyst

Autor: Ana Jiménez Camacho  
Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021





Trabajo Fin de Máster  
Máster en Ingeniería Industrial

# **Estudio del empleo de paneles fotovoltaicos bifaciales mediante simulaciones basadas en PVSyst**

Autor:

Ana Jiménez Camacho

Tutor:

Francisco Javier Pino Lucena

Profesor Titular de Universidad

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2021





Trabajo Fin de Máster: Estudio del empleo de paneles fotovoltaicos bifaciales mediante simulaciones basadas en PVSyst

Autor: Ana Jiménez Camacho

Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*

*A mis maestros*



# Agradecimientos

---

Quiero agradecer personalmente a mi tutor, a mis amigos de la Universidad y a mis compañeros de trabajo, con los que he compartido seis meses aprendiendo sobre ingeniería, pero también sobre alegría y amistad. Y sobre todo a mi familia, y en especial a mi padre, por ser siempre mi modelo a seguir.

*Ana Jiménez Camacho*

*Sevilla, 2021*

En este proyecto se realiza un estudio sobre el empleo de paneles bifaciales en plantas fotovoltaicas de generación, capaces de producir energía eléctrica por sus dos caras. Este innovador diseño está en pleno desarrollo y desde hace nos más de 5 años se comienzan a realizar las primeras plantas fotovoltaicas con paneles bifaciales en España. Además, se realiza un análisis sobre la normativa vigente que regula el trato de los mismos.

Mediante el software de cálculo PVSyst, se realizan una serie de simulaciones comparativas entre plantas fotovoltaicas que emplean módulos convencionales y plantas que utilizan módulos bifaciales para las distintas zonas climáticas de nuestro país, demostrando así la gran ventaja de su implantación.

Este proyecto apuesta por la inversión en investigación y desarrollo de la tecnología bifacial, acercándonos a conseguir un aprovechamiento más óptimo de la energía que nos aporta el sol, y apostando una vez más por la energía renovable más abundante en Andalucía para la producción limpia de electricidad. Fomentar en nuestro país la necesidad de invertir en I+D+i es un cambio de mentalidad que debe producirse y que nos abrirá muchas puertas hacia un futuro renovable y sostenible.

In this Project a study based on the use of bifacial photovoltaic panels is done, their advantages, these panels are able to produce electric energy on their two faces. This new design is on development, the first photovoltaic plants with bifacial panels in Spain are set up since 2019. Furthermore, the legacy and policy about these types of panels are studied and explained in this document, published at the end of 2020.

Using software PVSyst, it is made a series of comparative simulations between photovoltaic plants with conventional panels and plants using bifacial panels for the different climatic áreas in Spain, showing teh bid advantage of using this type of model in our country.

This Project is looking for the development and investigation of bifacial photovoltaic panels in electrical energy production, being one of the most useful and clean energies in the present times. Lastly, it is made and economical viability study and ROI.

<b>Agradecimientos</b>	<b>9</b>
<b>Resumen</b>	<b>10</b>
<b>Abstract</b>	<b>11</b>
<b>Índice</b>	<b>12</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>14</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>16</b>
<b>1 Memoria Descriptiva</b>	<b>19</b>
1.1 <i>OBJETO DEL PROYECTO</i>	19
1.2 <i>INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA</i>	19
1.2.1 Efecto fotoeléctrico	20
1.2.2 Célula fotovoltaica	21
1.2.3 Elementos del módulo fotovoltaico	24
1.3 <i>ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA</i>	25
1.3.1 Evolución de la producción fotovoltaica en los últimos cinco años	25
1.3.2 Influencia de las energías renovables en el precio de la luz	26
1.4 <i>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES</i>	27
1.4.1 Factores que afectan a la eficiencia de los módulos bifaciales	27
1.4.2 Principales ventajas e inconvenientes	28
1.4.3 Normativa vigente	28
1.4.4 Desarrollo de la tecnología bifacial en España	29
1.4.5 Proyección del mercado	30
1.5 <i>TECNOLOGÍA DE LOS MÓDULOS BIFACIALES</i>	31
1.5.1 Modelos de paneles fotovoltaicos bifaciales innovadores	31
1.5.2 Combinación de seguidor solar y módulos bifaciales	33
1.5.3 Estudio de mercado de fabricantes de módulos bifaciales	34
<b>2 Memoria Justificativa</b>	<b>37</b>
2.1 <i>MOTIVACIÓN INICIAL DEL ESTUDIO</i>	37
2.2 <i>INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE DE CÁLCULO PVSYST</i>	38
2.2.1 Simulaciones para módulos bifaciales	39
2.2.2 Ventanas iniciales en PVSyst	39
2.3 <i>SIMULACIONES COMPARATIVAS MEDIANTE EL SOFTWARE DE CÁLCULO PVSYST POR ZONAS CLIMÁTICAS</i>	42
2.3.1 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Sevilla (Zona V)	43
2.3.2 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Sevilla (Zona V)	52
2.3.3 Producción fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Madrid (Zona IV)	55
2.3.4 Producción fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Madrid (Zona IV)	55
2.3.5 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Barcelona (Zona III)	55



2.3.6	Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Barcelona (Zona III)	55
2.3.7	Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Burgos (Zona II)	56
2.3.8	Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Burgos (Zona II)	56
2.3.9	Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Bilbao (Zona I)	56
2.3.10	Producción fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Bilbao (Zona I)	57
<b>3</b>	<b>Estudio de viabilidad económica</b>	<b>58</b>
3.1	<i>CÁLCULO DE LAS ENTRADAS (INGRESOS)</i>	59
3.1.1	Autoconsumo	59
3.1.2	Venta de excedentes	59
3.1.3	Total ingresos	60
3.2	<i>CÁLCULO DE LAS SALIDAS (GASTOS)</i>	60
3.2.1	Mantenimiento	60
3.2.2	Seguro	60
3.2.3	Reparaciones	60
3.2.4	Tasas e impuestos	61
3.2.5	Total gastos	61
3.3	<i>CASH FLOW</i>	61
3.3.1	Cash Flow	61
3.3.2	Cash Flow acumulado	62
3.3.3	Cálculo del VAN y del TIR	63
3.4	<i>RESULTADOS OBTENIDOS</i>	63
<b>4</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>67</b>
<b>5</b>	<b>Anexos</b>	<b>68</b>
5.1	<i>Informes obtenidos</i>	68
<b>6</b>	<b>Referencias</b>	<b>69</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

<i>Tabla 1. Comparativa entre los principales fabricantes de módulos bifaciales</i>	34
<i>Tabla 2. Características del módulo convencional</i>	42
<i>Tabla 3. Características del inversor de string</i>	43
<i>Tabla 4. Características del módulo bifacial</i>	43
<i>Tabla 5. Producción energética de módulos convencionales en Sevilla</i>	51
<i>Tabla 6. Producción energética de módulos bifaciales en Sevilla</i>	54
<i>Tabla 7. Aumento de producción energética en Sevilla</i>	54
<i>Tabla 8. Producción energética de módulos convencionales en Madrid</i>	55
<i>Tabla 9. Producción energética de módulos bifaciales en Madrid</i>	55
<i>Tabla 10. Aumento de producción energética en Madrid</i>	55
<i>Tabla 11. Producción energética de módulos bifaciales en Barcelona</i>	55
<i>Tabla 12. Producción energética de módulos bifaciales en Barcelona</i>	55
<i>Tabla 13. Aumento de producción energética en Barcelona</i>	56
<i>Tabla 14. Producción energética de módulos convencionales en Burgos</i>	56
<i>Tabla 15. Producción energética de módulos bifaciales en Burgos</i>	56
<i>Tabla 16. Aumento de producción energética en Burgos</i>	56
<i>Tabla 17. Producción energética de módulos convencionales en Bilbao</i>	56
<i>Tabla 18. Producción energética de módulos bifaciales en Bilbao</i>	57
<i>Tabla 19. Aumento de producción energética en Bilbao</i>	57
<i>Tabla 20. Datos generales de la instalación</i>	58
<i>Tabla 21. Ratios de coste de las instalaciones</i>	58
<i>Tabla 22. Producción eléctrica anual</i>	59
<i>Tabla 23. Autoconsumo anual</i>	59
<i>Tabla 24. Excedentes anuales</i>	59
<i>Tabla 25. Venta de excedentes anuales</i>	59
<i>Tabla 26. Total entradas anuales</i>	60
<i>Tabla 27. Gastos mantenimiento anual</i>	60
<i>Tabla 28. Gastos seguro anual</i>	60
<i>Tabla 29. Gastos reparaciones anual</i>	60
<i>Tabla 30. Tasas e impuestos</i>	61
<i>Tabla 30. Total gastos anuales para instalación bifacial</i>	61
<i>Tabla 31. Total gastos anuales para instalación convencional</i>	61
<i>Tabla 32. Cash Flow anual instalación bifacial</i>	62
<i>Tabla 33. Cash Flow anual instalación convencional</i>	62

<i>Tabla 34. Cash Flow acumulado anual instalación bifacial</i>	62
<i>Tabla 35. Cash Flow acumulado anual instalación convencional</i>	62
<i>Tabla 35. Resultados obtenidos instalación bifacial</i>	63
<i>Tabla 38. Resultados obtenidos instalación convencional</i>	63

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

<i>Figura 1. Esquema instalación fotovoltaica con conexión a red. [2]</i>	19
<i>Figura 2: Efecto fotoeléctrico [4]</i>	20
<i>Figura 3: Curva característica de una célula fotovoltaica [6]</i>	21
<i>Figura 4: Influencia de la temperatura en la curva característica de una célula [7]</i>	22
<i>Figura 5: Influencia de la temperatura en la curva característica de una célula [7]</i>	22
<i>Figura 6. Tipos de células fotovoltaicas [8]</i>	23
<i>Figura 7. Célula p-type. [9]</i>	23
<i>Figura 8. Célula n-type. [9]</i>	23
<i>Figura 9. Elementos de un módulo fotovoltaico convencional. [9]</i>	24
<i>Figura 10. Elementos de un módulo fotovoltaico bifacial. [10]</i>	24
<i>Figura 11: Potencia instalada nacional [12]</i>	25
<i>Figura 12: Potencia instalada nacional desde 2016 hasta 2020.[14]</i>	26
<i>Figura 13. Precio del mercado diario desde febrero de 2020 hasta enero de 2021. [15]</i>	26
<i>Figura 14: Radiación reflejada en la cara posterior del módulo bifacial [16]</i>	27
<i>Figura 15: Factores que afectan a la producción de los módulos bifaciales [18]</i>	28
<i>Figura 16: Paneles fotovoltaicos bifaciales [25]</i>	29
<i>Figura 17: Mercado mundial de tecnología monofacial y bifacial. [X]</i>	30
<i>Figura 18. Bancabilidad de diferentes tecnologías de módulos. [X]</i>	30
<i>Figura 19: Comparación de punto caliente en tecnología media célula. [30]</i>	31
<i>Figura 20. Comparativa de la temperatura del módulo de célula completa y módulo de media célula. [30]</i>	31
<i>Figura 21. PERC bifacial [30]</i>	32
<i>Figura 22. Comparación de un módulo afectado por LID antes y después de la radiación. [26]</i>	32
<i>Figura 23: Estructura móvil o seguidor solar [27]</i>	33
<i>Figura 24. Producción de módulos bifaciales con seguidor y con estructura fija. [28]</i>	33
<i>Figura 25. Tecnología de seguidor solar con módulos bifaciales [18]</i>	37
<i>Figura 26. Tipos de radiación que recibe un panel fotovoltaico. [34]</i>	38
<i>Figura 27:Inicio PVSystem</i>	39
<i>Figura 28: Base de datos PVSystem</i>	40
<i>Figura 29. Guardar el proyecto.</i>	40
<i>Figura 30. Ventana eligiendo un sitio geográfico</i>	41
<i>Figura 31. Albedo en la configuración del proyecto.</i>	41
<i>Figura 32. Zonas climáticas de España. [35]</i>	42
<i>Figura 33. Orientación elegida</i>	43
<i>Figura 34. Sistema elegido para simulación 1.</i>	44

<i>Figura 35. Resumen del sistema</i>	44
<i>Figura 36. Pérdida parámetros térmicos</i>	45
<i>Figura 37. Pérdida óhmica</i>	45
<i>Figura 38: Calidad módulos, LID y Mismatch</i>	46
<i>Figura 39: Factor pérdida por suciedad</i>	46
<i>Figura 40. Pérdidas IAM</i>	47
<i>Figura 41. Parámetros auxiliares</i>	47
<i>Figura 42: Degradación</i>	48
<i>Figura 43. Indisponibilidad</i>	48
<i>Figura 44. Corrección espectral</i>	49
<i>Figura 45. Definición de horizonte (sombreados lejanos)</i>	49
<i>Figura 46. Importación del perfil horizonte</i>	50
<i>Figura 47. Definición de sombreados cercanos</i>	50
<i>Figura 48. Representación del campo fotovoltaico</i>	51
<i>Figura 49. Creación del campo fotovoltaico.</i>	51
<i>Figura 50: Orientación de la instalación en PV Syst</i>	52
<i>Figura 51. Resumen sistema simulación 2</i>	53
<i>Figura 52. Definición del sistema bifacial, parámetros generales de simulación</i>	53
<i>Figura 53. Definición del sistema bifacial, modelo 2D de cobertizos ilimitados</i>	54
<i>Figura 54. Gráfica de Cash Flow acumulado en el periodo de 15 años para ambas instalaciones</i>	65



# 1 MEMORIA DESCRIPTIVA

## 1.1 OBJETO DEL PROYECTO

Este proyecto se centra en el estudio de la bifacialidad en los paneles fotovoltaicos, la y en las ventajas que esta tecnología supone, como una optimización en sus prestaciones, una reducción de sus pérdidas y un aumento significativo en la producción. Así, se podrá conseguir el máximo beneficio de la energía aportada por el sol como forma renovable de producción de electricidad. Nuestro país puede ser pionero en Europa en la apuesta por esta tecnología, acercándonos a formas de producción de energía limpias, una vía clara para cuidar y respetar el medio ambiente. La producción de electricidad a partir de la energía solar fotovoltaica supone una reducción en las emisiones de CO<sub>2</sub> y de gases de efecto invernadero, acercándonos a un futuro 100% renovable en la generación eléctrica para el año 2050 y siguiendo así el camino hacia un futuro sostenible.

## 1.2 INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable y limpia que utiliza la radiación solar para producir electricidad. Se basa en el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica. Para ello, se emplea un dispositivo semiconductor denominado celda o célula fotovoltaica, que puede ser de silicio monocristalino, policristalino o amorfo, o bien otros materiales semiconductores de capa fina.

Los diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas son los descritos a continuación:

- Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo: permite consumir nuestra propia energía eléctrica producida por nuestros paneles solares y de manera completamente gratuita. Necesita realizarse una inversión inicial al instalar la instalación fotovoltaica en nuestros hogares, pero el avance de las tecnologías supone una gran reducción de precios, además de las ayudas estatales existentes. Según el periódico El Confidencial, gracias a este tipo de instalaciones familias españolas han conseguido reducir las facturas de electricidad hasta un 70%. [1].
- Instalaciones fotovoltaicas de conexión a red: la energía producida en una instalación fotovoltaica se vende al sistema eléctrico, obteniéndose así un beneficio económico por la venta de electricidad a la red de distribución. Existen grandes instalaciones fotovoltaicas construidas con este fin (huertos o plantas solares), o también puede realizarse a través de la propia instalada en el hogar, vendiendo la energía sobrante no consumida.
- Instalaciones fotovoltaicas aisladas: se emplean para abastecer eléctricamente a viviendas rurales o explotaciones agropecuarias que no disponen de una conexión a red cercana. Suelen contar con un grupo electrógeno para las situaciones en las que se agote la energía almacenada.

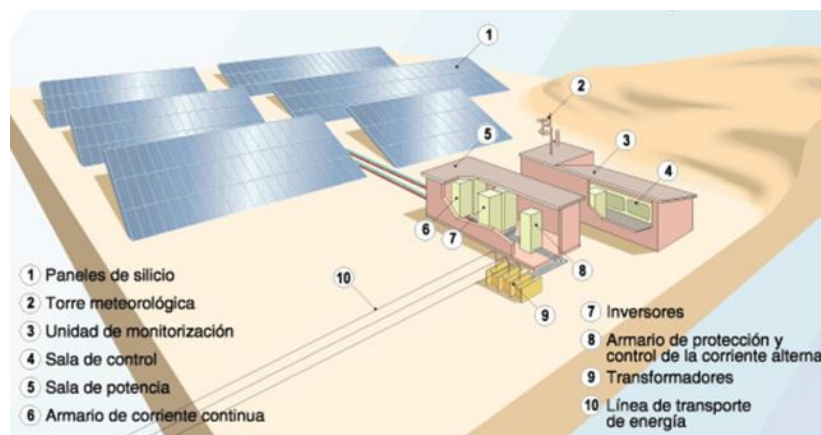


Figura 1. Esquema instalación fotovoltaica con conexión a red. [2]

Entre las ventajas del empleo de la energía solar fotovoltaica destacan: [3]

- Es un tipo de energía renovable, inagotable y no contaminante, contribuye al desarrollo sostenible.
- Es un sistema particularmente adecuado para zonas rurales o aisladas donde el tendido eléctrico no llega o es dificultosa o costosa su instalación, o para zonas geográficas cuya climatología permite muchas horas de sol al año.
- Es modular, por lo que se pueden construir desde enormes plantas fotovoltaicas en suelo hasta pequeños paneles para tejados.
- Su producción no produce ninguna emisión, siendo respetuosa con el medio ambiente.
- Los costes de operación y mantenimiento son muy bajos. El coste disminuye a medida que la tecnología va avanzando.
- No solo se puede integrar en las estructuras de construcciones nuevas, sino también en las ya existentes.
- El transporte de todo el material es práctico (con esto se hace referencia a que a diferencia por ejemplo de la energía eólica, donde el transporte del material es complejo debido al tamaño, el material que se utiliza en la energía fotovoltaica es de transporte más sencillo).
- Los paneles fotovoltaicos son limpios y silenciosos, de manera que pueden instalarse en casi cualquier parte sin provocar ninguna molestia.

### 1.2.1 Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico fue descubierto y descrito por Heinrich Hertz, en 1887, al observar que el arco que salta entre dos electrodos conectados a alta tensión alcanza distancias mayores cuando se ilumina con luz ultravioleta que cuando se deja en la oscuridad.

El efecto fotoeléctrico es el fundamento teórico de la conversión de energía solar en electricidad. Fue fundamentalmente desarrollado gracias al trabajo realizado por Albert Einstein en 1905, Heurística de la generación y conversión de la luz por el cual le fue otorgado el premio Nobel en 1921. En el modelo propuesto por Einstein la energía lumínica en un haz de frecuencia viene en “paquetes” o elementos finitos, lo que más tarde se denominó fotones, en contra de las teorías clásicas basadas en la distribución uniforme de la energía irradiada por el Sol. [4]

El principio de funcionamiento del efecto fotoeléctrico se basa en el empleo de un material que absorba los fotones de la luz y posteriormente emita electrones. Estos electrones se desplazan intercambiando posiciones, produciendo así una corriente eléctrica. El campo eléctrico se genera al combinar en la célula fotovoltaica, dos capas de material semi-conductor con cargas eléctricas opuestas cada capa. Un conductor externo permite el flujo de electrones de una capa a otra cuando la célula recibe radiación, produciendo corriente eléctrica. [4]

La conductividad eléctrica de un material dependerá de la movilidad de los electrones de su última capa, que formarán enlaces entre átomos formando estructuras. Los materiales que se utilizan en la fabricación de células fotovoltaicas que contienen los módulos solares, el silicio por ejemplo, son materiales semi-conductores.

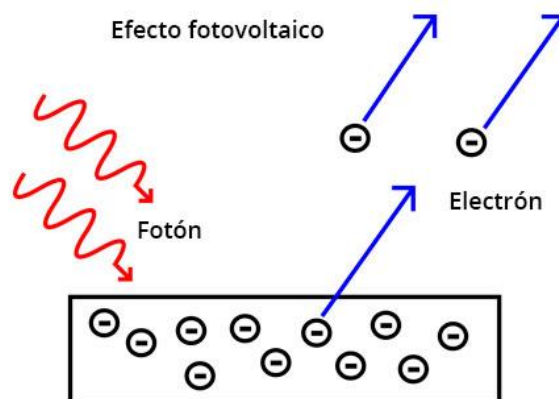


Figura 2: Efecto fotoeléctrico [4]



## 1.2.2 Célula fotovoltaica

Las células solares fotovoltaicas son el objeto a través del cual se convierte la luz del sol en electricidad por el llamado efecto fotoeléctrico. El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839, por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, pero la primera célula solar no se fabricó hasta 1883. Su creador fue Charles Fritts, quien recubrió una muestra de selenio semiconductor con pan de oro para formar la unión. [5]

### 1.2.2.1 Curva característica de la célula fotovoltaica

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es mediante la curva corriente tensión. Esta curva está determinada bajo unas condiciones ambientales determinadas, denominadas condiciones estándar: temperatura del panel de 25°C, nivel de irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup> y masa de aire AM 1,5 G.

La curva característica de una célula solar representada en la Figura 2 viene principalmente determinada por la posición de tres puntos: [6]

- Punto de máxima potencia, P.M.P: Es el punto de la curva en el que la célula produce la máxima cantidad de potencia. Le corresponde una intensidad  $I_{mp}$ , una tensión  $U_{mp}$  y un valor de potencia  $P_{mp}$ . La máxima potencia que obtiene la célula solar en condiciones estándar se la conoce con el nombre de “potencia pico” y su unidad es el watio pico (Wp).
- Intensidad de cortocircuito  $I_{cc}$ : Es la intensidad que genera la célula cuando la tensión a la que se somete es nula. Suele tener un valor entre un 5% y un 15% mayor que la intensidad en el punto de máxima potencia,  $I_{mp}$ .
- Tensión de circuito abierto,  $U_{co}$ : Es la tensión a la cual la célula no produce intensidad eléctrica.

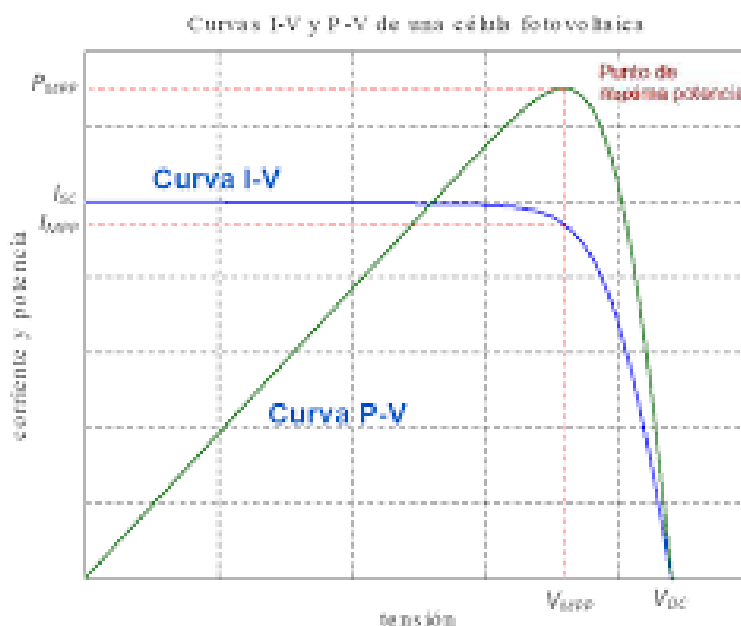


Figura 3: Curva característica de una célula fotovoltaica [6]

Otros factores que determinan la eficiencia de una célula fotovoltaica son:

- Temperatura nominal de la célula TONC: Temperatura de Operación Nominal de la Célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM (Air Mass) 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s
- Factor de forma (FF): Es el valor correspondiente al cociente entre  $P_{max}$  y el producto de  $I_{sc}$  x  $V_{oc}$ . Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo este tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma. [6]

### 1.2.2.2 Influencia de la irradiancia en la curva característica.

La irradiancia afecta principalmente a la corriente: puede considerarse que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia. Sin embargo, la tensión en circuito abierto no experimenta grandes variaciones al modificarse las condiciones de radiación solar. Es por esto que la potencia generada es prácticamente proporcional a la irradiancia, resultando así fácil el cálculo de la producción diaria. En la figura 4 puede apreciarse la influencia de la irradiancia a temperatura constante en la tensión de circuito abierto: al aumentar la irradiancia aumenta ligeramente la tensión, lo que supone el aumento del rendimiento de la célula. [7]

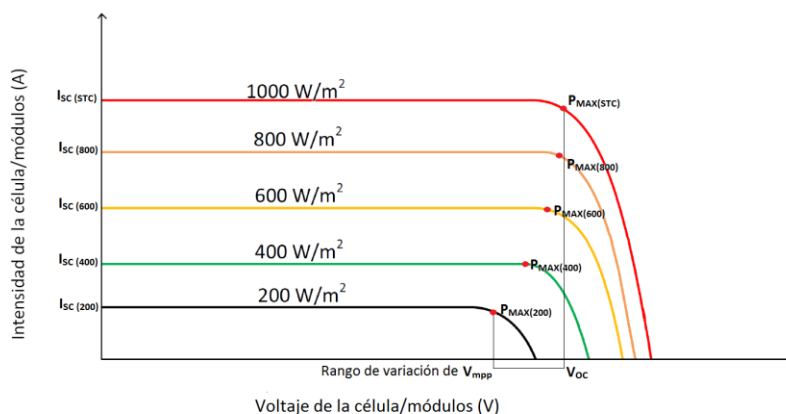


Figura 4: Influencia de la temperatura en la curva característica de una célula [7]

### 1.2.2.3 Influencia de la temperatura en la curva característica.

La temperatura de la célula tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ). Siendo la irradiancia constante, si aumenta la temperatura disminuye el punto de máxima potencia, al disminuir la tensión de máxima potencia. [7]

$$U_{ca}(T) = U_{ca}(25^{\circ}C) + \beta \cdot (T_{célula} - 25)$$

El valor de la intensidad de cortocircuito aumenta muy ligeramente con el aumento de la temperatura. En la figura 5 se puede observar la variación de la curva característica de un módulo al variar la temperatura con irradiancia constante.

$$I_{cc}(T) = I_{cc}(25^{\circ}C) + \alpha \cdot (T_{célula} - 25)$$

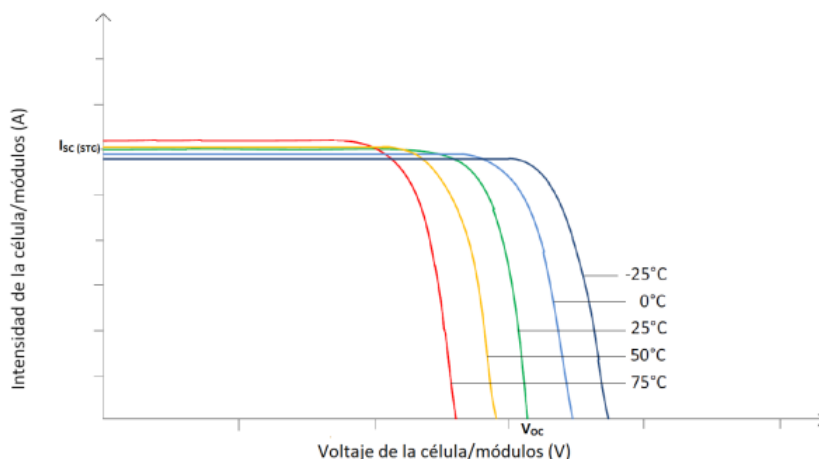


Figura 5: Influencia de la temperatura en la curva característica de una célula [7]

#### 1.2.2.4 Tipos de células fotovoltaicas

Las células de silicio monocristalino (M-Si) están constituidas por un único cristal de silicio puro con estructura muy uniforme. Estas células son reconocibles por tener un color homogéneo azul oscuro y de forma octogonal. Garantiza un rendimiento superior al resto de tecnologías, alcanzando valores entre un 18% y un 20% debido a que los átomos de silicio están perfectamente alineados y facilitan la conductividad.

Las células de silicio policristalino (P-Si) están formadas por muchos cristales de silicio, y son reconocibles por tener una superficie y color irregular además de ser células totalmente cuadradas. Son más económicas al tener un proceso de fabricación más sencillo, pero su principal desventaja es que tienen un rendimiento inferior, con valores medios de entre el 16% y el 17,5%.

Las células de capa delgada o amorfas (Thin-Film) se obtienen al depositar varias capas de material fotovoltaico sobre una base, por lo que presentan una red cristalina desordenada. Con respecto a los cristalinos, suponen un precio menor al ser más fácil de fabricar, aunque conllevan un rendimiento inferior (eficiencia media de entre un 8% y un 9%). Tienen menor vida útil y están menos desarrollados debido a su reciente inserción en el mercado. [8]

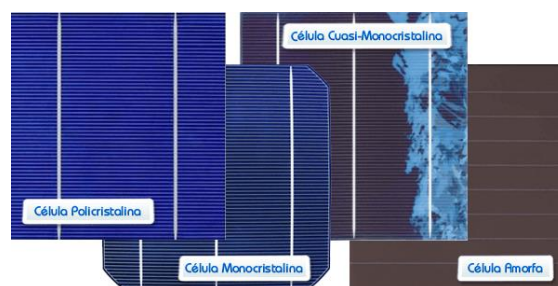


Figura 6. Tipos de células fotovoltaicas [8]

#### 1.2.2.5 Células fotovoltaicas tipo N y tipo P

Un semiconductor tipo N se obtiene llevando a cabo un proceso de dopado añadiendo un cierto tipo de átomos que puedan aumentar el número de electrones, lo que las hace negativas (n). Cuando se añade el material dopante, aporta sus electrones más débilmente vinculados a los átomos del semiconductor. Las células de tipo N tienen una mayor tolerancia a las impurezas metálicas comunes y ofrecen un mayor potencial de eficiencia.

Un semiconductor tipo P se obtiene llevando a cabo un proceso de dopado añadiendo un cierto tipo de átomos que puedan reducir el número de electrones, o lo que es lo mismo, aumentar el número de huecos, resultando una carga positiva (p). El principal problema que enfrentan los fabricantes de células de tipo p es la degradación inducida por la luz (LID). Son más baratas que las células tipo n. [9]

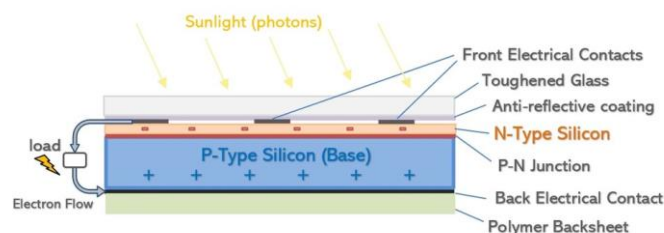


Figura 7. Célula p-type. [9]

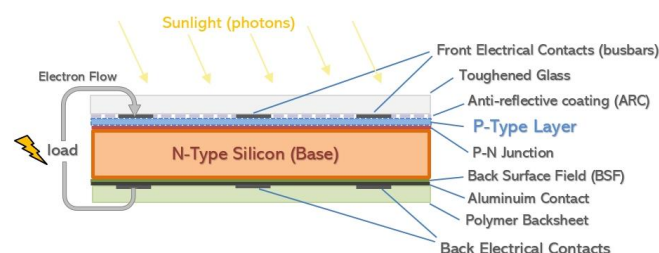


Figura 8. Célula n-type. [9]

### 1.2.3 Elementos del módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos convencionales poseen los siguientes elementos: [9]

- Cubierta frontal de vidrio, que actúa como barrera protectora ante agentes atmosféricos adversos.
- Marco de aluminio, que da robustez mecánica al conjunto y permite su inserción en estructuras que agruparán varios módulos.
- Encapsulante, que ensambla correctamente el módulo evitando los huecos que puedan formarse. Normalmente se emplea el etil-vinil-acetileno o EVA, que actúa como aislante térmico y transparente para dejar pasar los rayos solares hasta las células fotovoltaicas.
- Células fotovoltaicas para la generación de electricidad a partir de la radiación.
- Cubierta posterior, que consta de una fina lámina de un polímero, normalmente de Tedlar o EVA. Se busca proteger al panel ante la humedad y agentes atmosféricos.
- Caja de conexiones, donde se da una continuidad en el circuito eléctrico. De ella salen dos cables, uno positivo y el otro negativo.

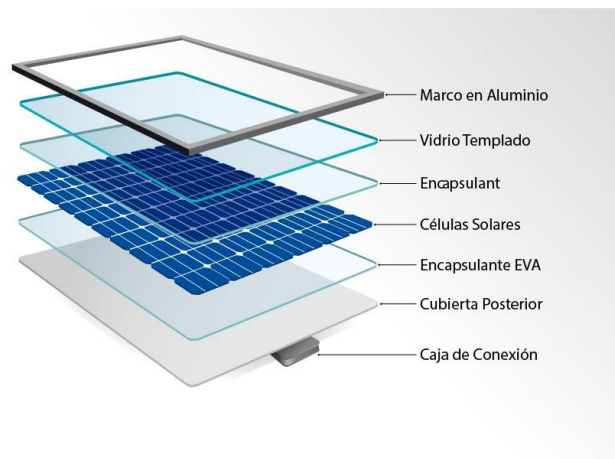


Figura 9. Elementos de un módulo fotovoltaico convencional. [9]

En cuanto a los módulos fotovoltaicos bifaciales, las dos configuraciones más empleadas son las estructuras vidrio-vidrio y las equipadas con marcos de vidrio y hoja posterior. Al utilizar marcos transparentes o directamente eliminarlos, se minimizan las pérdidas por sombreados, lo que supone una gran ventaja. [10]

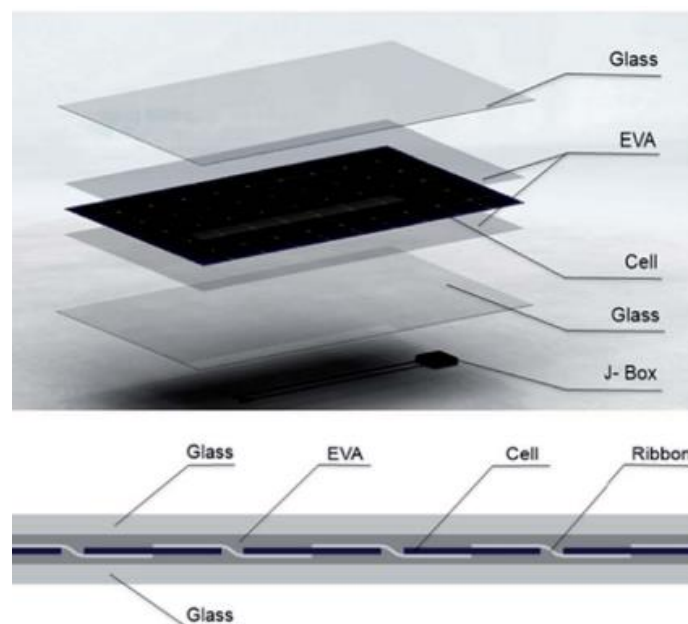


Figura 10. Elementos de un módulo fotovoltaico bifacial. [10]

## 1.3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

### 1.3.1 Evolución de la producción fotovoltaica en los últimos cinco años

En el año 2018 se produce en España la derogación del “impuesto al sol”, que suponía un retroceso en la transición energética de nuestro país hacia el autoconsumo, afectando además a las instalaciones de menos de 10 kW de potencia. Se añadieron además algunas reformas con el fin de fomentar el aprovechamiento de la energía solar, beneficiando a las instalaciones pequeñas y a las de autoconsumo. A partir de estas modificaciones, aumentaron en un 44% las solicitudes de instalaciones de autoconsumo. Según datos registrados por UNEF, en 2018 en España se incrementó un 94% la potencia fotovoltaica instalada con respecto a 2017 (pasando de 135 MW a 261,7 MW) y un 145% si comparamos 2017 con 2016 (cuando se pasó de instalar 55 MW a 135 MW). Además, la electricidad procedente de energías renovables es cada vez más competitiva. En concreto, la energía fotovoltaica ha reducido sus costes hasta un 95% en la última década, convirtiéndose en uno de los alicientes que más han influido en la maduración de esta tecnología. Además, según cálculos de UNEF, la inversión de una instalación industrial de 50kW de potencia se puede recuperar en 5 años. De esta forma, la tecnología solar fotovoltaica ya es más barata que las fuentes de energía convencionales (nuclear, gas, carbón) y se ha convertido en la tecnología central para la transición energética [11].

En 2019, la fotovoltaica incrementó la potencia instalada en España en más de 3.000 MW con una potencia total instalada de 7.800 MW. En este año entró en funcionamiento la mayor planta fotovoltaica conectada de Europa, situada en la localidad de Mula (Murcia), con 494 MW, batiendo así España el récord de producción fotovoltaica.

A principios del año 2020, la solar fotovoltaica ha registrado un "récord en la generación nacional trimestral" (enero-febrero-marzo), participando en un 4,12% sobre el total de los kWh generados en el país durante ese período (frente al 2,96% del mismo período del año anterior). Más de 4.000 MW de potencia instalada fue puesta en servicio durante 2019 y sus resultados se han ido mostrando a lo largo de este año: A 26 de agosto de 2020, España ya ha producido más electricidad solar fotovoltaica que la que fue capaz de generar en todo el año pasado. Según los datos de potencia instalada de Red Eléctrica a 31 de agosto de 2020, la energía solar fotovoltaica ha alcanzado concretamente los 10.013 MW, un valor que representa más del doble que la capacidad instalada en 2018 (4.712 MW). En el año 2020, la fotovoltaica lleva instalados unos 1.100 MW, convirtiéndose así en la fuente de electricidad que más se instala a día de hoy en España, casi duplicando a lo que lleva conectado la eólica. [12]

La causa de esa subida de la producción no es otra que la nueva potencia que el sector ha instalado a lo largo de todo el año 2019. Tanta, que España fue el año pasado el país europeo en el que más megavatios solares fotovoltaicos fueron instalados (4.200 megas sobre suelo, en grandes parques solares, y 459 para autoconsumo), según los datos de la Unión Española Fotovoltaica. A finales de 2018, el parque nacional solar FV computaba 4.714 megavatios. A 31 de diciembre de 2019, ese parque medía ya 8.913. el año pasado instalamos aquí más potencia FV que la todopoderosa Alemania. Así que en 2019 hemos escalado hasta lo más alto del podio continental. En el concierto global, España solo ha quedado por detrás de naciones gigantescas, como China (30.000 megavatios conectados en los doce meses del 19), Estados Unidos (13.000) o la India (más de 7.000), y de las sorprendentes Japón (más de 6.000 megavatios) y Vietnam (aproximadamente 5.600). [13]

### Evolución de la potencia instalada en España

2006-Septiembre 2020 | MW

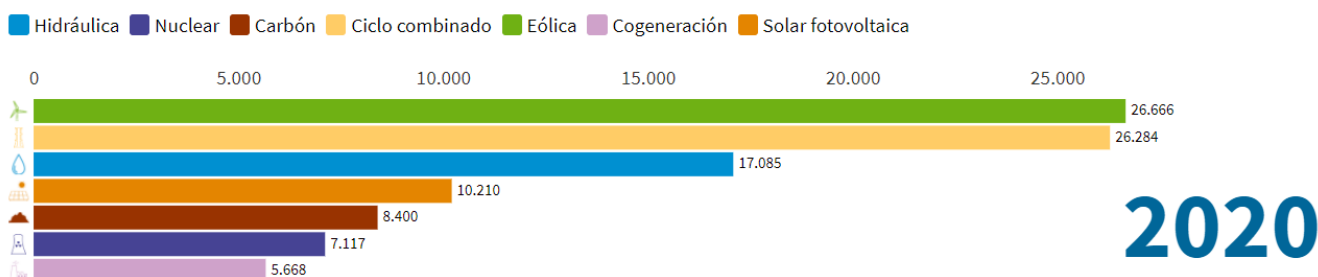



Figura 11: Potencia instalada nacional [12]

En 2020, las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica, su mayor cuota desde que existen registros. La energía fotovoltaica creció un 30% con respecto al año anterior y ya supone un 10,5% del mix energético. En España, la producción libre de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente significó el 66,9% del total, convirtiéndose en el año con la energía más limpia desde que Red Eléctrica de España cuenta con registro. Las emisiones derivadas de la generación de electricidad se han reducido un 27,3% respecto a las de 2019. En cuanto a los combustibles fósiles, el carbón ha recortado un 60% su producción con respecto a 2019, marcando su mínimo histórico anual de producción y de participación en el *mix* de generación español (5% sobre el total) [14].



# Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Hidráulica convencional y mixta	17.030	17.028	17.046	17.085	17.085	-
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329	3.329	-
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	7.117	-
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683	5.733	-
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.447	2.447	-
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284	26.284	-
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11	-
Resto hidráulica <sup>(1)</sup>	-	-	-	-	-	-
Eólica	23.002	23.084	23.548	25.876	27.259	-
Solar fotovoltaica	4.683	4.685	4.712	8.914	11.547	-
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	-
Térmica renovable/Otras renovables <sup>(2)</sup>	870	872	877	1.078	1.076	-
resto/Cogeneración <sup>(3)</sup>	5.939	5.774	5.701	5.650	5.633	-
Residuos no renovables <sup>(4)</sup>	493	493	487	487	477	-
Residuos renovables <sup>(4)</sup>	157	157	157	157	157	-
<b>Total</b>	<b>104.556</b>	<b>104.020</b>	<b>104.093</b>	<b>110.423</b>	<b>110.462</b>	-

Figura 12: Potencia instalada nacional desde 2016 hasta 2020.[14]

Según Iberdrola, el objetivo mínimo del 32% de energía renovable para 2030, establecido por el Parlamento Europeo y el Consejo sobre la Directiva de Renovables, es alcanzable, siempre y cuando España se someta al proceso de transición energética de electrificación de la economía. [3]

### 1.3.2 Influencia de las energías renovables en el precio de la luz

La producción renovable supuso en octubre de 2020 una reducción del precio de la luz del 23% con respecto al mismo mes del año anterior. Supuso un precio de la luz en el mes de octubre histórico, situándose en 36,5 €/MWh, el más bajo desde el año 2010. Sin embargo, en enero de 2021 y debido a la ola de frío extremo que sacudió a nuestro país, se tuvo como consecuencia un gran aumento de la demanda eléctrica (Red Eléctrica calcula que ha crecido un 15%) que, junto con la disminución de la producción renovable, hizo que aumentara de gran forma el precio de la luz. Las energías renovables no tienen coste adicional al ser gratis su “combustible”, sin embargo, los combustibles fósiles tienen un coste ligado al nivel de producción. La presión en los precios del gas también es un factor condicionante, dado que el volumen disponible de gas (el que llega a las terminales marítimas o vía gasoducto) ha bajado y se ha tenido que recurrir al gas almacenado. [15]

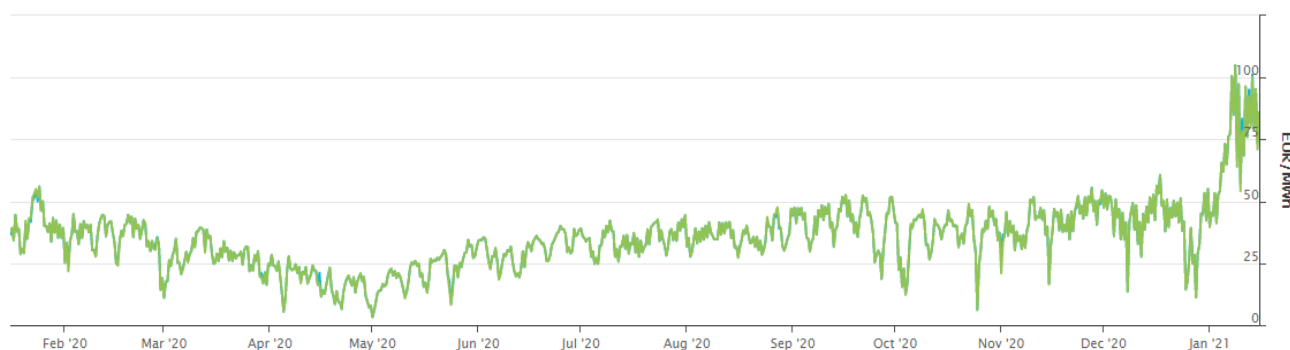


Figura 13. Precio del mercado diario desde febrero de 2020 hasta enero de 2021. [15]



## 1.4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES

Las placas solares convencionales suelen ser monofaciales, capturando la luz del sol únicamente por su cara superior. Sin embargo, los paneles solares bifaciales cuentan con células fotovoltaicas en ambas caras, pudiendo producir una mayor cantidad de energía al aprovechar en mayor medida la radiación tanto directa como reflejada. Por este motivo los módulos bifaciales se contemplan como el futuro de la industria de generación fotovoltaica.

### 1.4.1 Factores que afectan a la eficiencia de los módulos bifaciales

La cara posterior del panel bifacial recibe una parte de la radiación debido al albedo (porcentaje de radiación que refleja una superficie). El albedo medio que refleja la Tierra es aproximadamente un 35% de la radiación solar, pudiéndose aprovechar para aumentar el rendimiento del panel. El color de la superficie es fundamental en cuanto a la reflexión que produce: las superficies de colores claros tienen albedos mucho más altos (superando el 60%) que las superficies de colores oscuros, que suelen estar en torno al 30%. Se tienen mayores ganancias en terrenos de hierba, arena seca y campos nevados o superficies pintadas en blanco. [17]

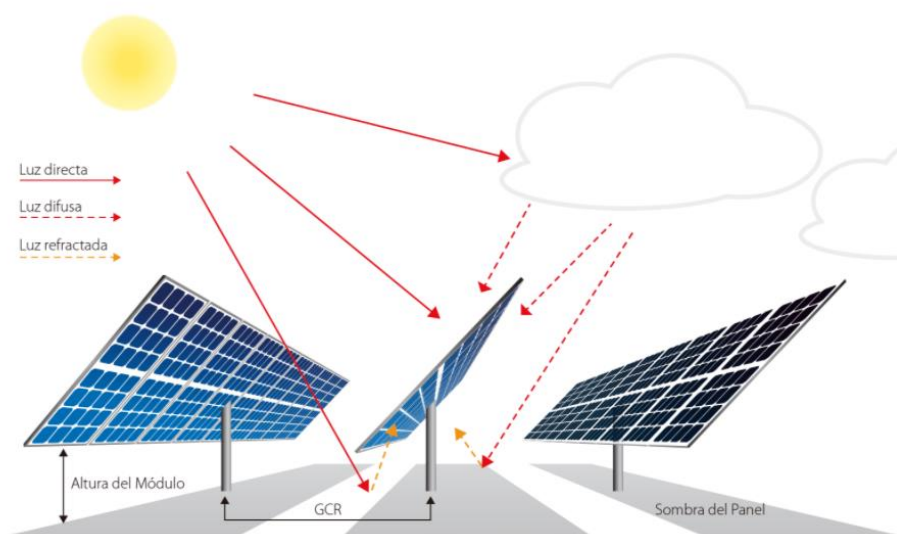


Figura 14: Radiación reflejada en la cara posterior del módulo bifacial [16]

Las distintas filas de módulos deben situarse a una distancia lo suficientemente lejana para, además de evitar la proyección de sombras, aumentar la radiación que capta la parte inferior de un módulo solar bifacial puesto que cada módulo se beneficia de mayor superficie reflectante. Las distancias mínimas que se deben dejar para estos tipos de módulos rondan los 5 metros. Un Ground Cover Ratio (GCR) bajo aumenta la luminosidad de la parte trasera.

La combinación de paneles bifaciales y una estructura de seguidor solar suponen un mayor aumento de los beneficios. El movimiento del seguidor en función de la posición del sol y los paneles bifaciales aprovechan de la mejor manera posible la radiación por el sol. Puede suponer también el aprovechamiento de la radiación difusa por la parte posterior.

Debe tenerse en cuenta la sombra que pueden producir los elementos que se encuentran en la parte inferior de los módulos, como el cableado, y suponen una disminución en la captación de luz por la parte posterior, pudiendo suponer pérdidas de hasta un 20%.

El último factor que influye en el rendimiento de los módulos es la altura a la que se encuentran las placas solares. Cuanto más alto está un elemento, más difusa y clara es su sombra, con lo que recibe albedo de mayor superficie. Se recomienda que la altura de los módulos bifaciales sea superior a 1 m. Además, un panel a cierta altura recibe brisa más fría, de manera que opera a menor temperatura, lo que aumenta su rendimiento. Algunos proyectos innovadores emplean el espacio que queda bajo los paneles para el paso de animales de pasto como ovejas, que a su vez mantengan las hierbas cortas, para el cultivo de huertos, o para la apicultura. Se intenta así integrar la fotovoltaica con la naturaleza. [17]

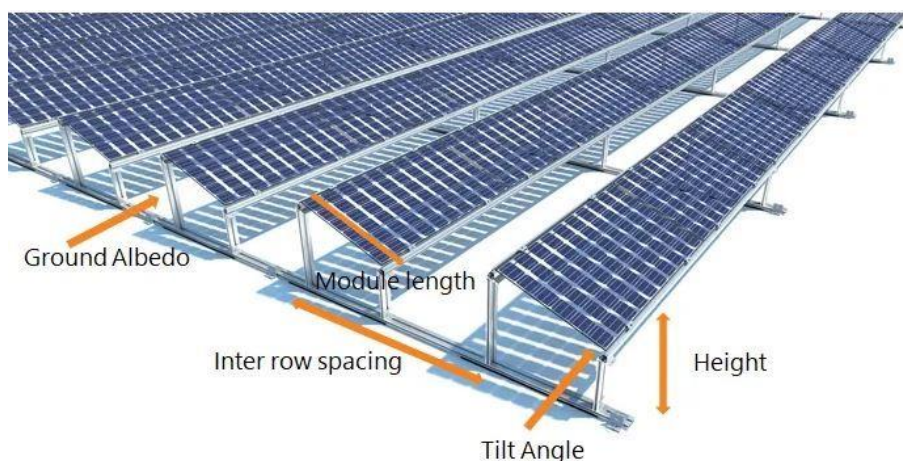


Figura 15: Factores que afectan a la producción de los módulos bifaciales [18]

### 1.4.2 Principales ventajas e inconvenientes

La principal ventaja del empleo de paneles bifaciales es el aumento del rendimiento de la instalación con respecto a los proyectos con módulos convencionales. Según un artículo de *Energética Magazines*, estas ganancias bifaciales adicionales son del orden del 5 % al 7 % en condiciones de albedo bajo (20 %) y del 10 % al 12 % en condiciones de albedo alto ( $\approx 50$  %). Ligado a esta ventaja, la producción aumenta en mayor medida que lo que aumenta el coste de instalación, por lo que se obtiene un coste nivelado de la energía (LCOE) menor. En otras palabras, la instalación es más óptima y económicamente rentable. Los paneles solares bifaciales son un 1,5% más caros que los que se utilizaban hasta ahora y entre un 4% y un 6% más eficientes. [19]

En instalaciones en las que se cuente con alto albedo (desiertos con arena, techos blancos, grava) es mucho más notorio el aprovechamiento de la bifacialidad. Además, cabe destacar el interés estético y de diseño que despiertan, pudiendo servir para otros usos como toldos, barreras o pérgolas y en estructuras verticales como pantallas acústicas en autopistas o vías de tren.

El principal inconveniente se basa en lo novedoso del empleo de la tecnología: la escasez de ejemplos de instalaciones existentes y la normativa que regula el trato de los mismos es un condicionante que supone el estancamiento de la tecnología bifacial. Sin embargo, a finales de 2020 se publicó el RD 1183/2020, el cual fomenta de manera sustancial su implantación y apuesta por su desarrollo. [21]

### 1.4.3 Normativa vigente

Existe una gran ambigüedad por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en cuanto a la regulación de la normativa de este tipo de paneles. Según el artículo 3 del RD 413/2014, se determina que “la potencia instalada resultaría el sumatorio de la potencia máxima de ambas caras” lo que en la práctica da como resultado diferentes cosas: [20]

1. Obligación de rehacer, relicitar y volver a solicitar los permisos para todos los proyectos si la suma de las potencias supera los 50 MW.
2. Doblar la financiación de los avales, con lo que habría que replantear las estructuras financieras de estos proyectos, ya de por sí complejas y difíciles de firmar con los bancos.

Esta suposición no se ajusta a lo que sucede en la realidad, ya que el empleo de módulos bifaciales no supone un aumento doble de producción con respecto a los módulos monofaciales. Para los expertos, esta definición carece de base técnica y supone un claro perjuicio para promotores y desarrolladores especialistas en el sector, entorpeciendo su puesta en marcha.

Sin embargo, y gracias a las empresas que hicieron llegar sus quejas a la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), se publica el Real Decreto 1183/2020 de Acceso y Conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica enviado del 29 de diciembre de 2020. Este RD supone una serie de conclusiones, en concreto una modificación del RD 413/2014, en la cual se fija la definición de potencia instalada como sigue: «En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:



- a) la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.
- b) la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.»

Tras admitir como potencia total de la instalación la potencia del inversor, los desarrolladores podrán instalar paneles bifaciales sin prácticamente ninguna modificación sustancial de los permisos y autorizaciones necesarios para llevar los parques adelante, porque la potencia contabilizada será muy similar a lo que marcaba un panel monofacial. En resumen y a partir de este Real Decreto, nuestro país se une a la apuesta por la tecnología bifacial. [21]

#### 1.4.4 Desarrollo de la tecnología bifacial en España

La explotación de la tecnología bifacial se produjo inicialmente en grandes plantas en suelo en regiones desérticas y áridas como Oriente Medio, Asia Menor o el norte de Chile. En España varias empresas con alto peso en el sector están poniendo su esfuerzo en el desarrollo de esta tecnología en nuestro país, siendo así pioneros en la producción de esta tecnología en Europa. Actualmente están ganando terreno en Estados Unidos, alrededor del 40% de los proyectos solares usarán este tipo de paneles el próximo año, [19] mientras que en España muchas empresas están apostando por el desarrollo y el empleo de la tecnología bifacial en las primeras plantas fotovoltaicas.

En agosto del 2020, Huawei FusionSolar en colaboración con Acciona crearon la primera planta fotovoltaica flotante en España, situada en la orilla sur del embalse de Sierra Brava en Cáceres. En esta planta se utilizan paneles bifaciales para producir electricidad, aprovechando la reflexión del agua para aumentar el rendimiento. La configuración consigue una inclinación de 90°, totalmente vertical, factor que también resulta ventajoso para la producción. [22]

Esasolar es una empresa española con sede en Sevilla, líder internacional de ingeniería, fabricación y suministro de estructuras fotovoltaicas y pionera en el sector bifacial. Destaca por haber participado en numerosos proyectos: sus trackers y estructuras están presentes ya en países como España, Reino Unido, Francia, Italia, Grecia, Chile y México, a través de una estrategia de expansión internacional que se intensificará de forma decidida durante este año. La compañía ha suministrado sus seguidores solares Esatrack M5-2V Bifacial a dos de las plantas fotovoltaicas que Endesa (Enel Green Power España) ha finalizado a principios de 2021 en la localidad sevillana de Carmona, denominadas Los Naranjos y Las Corchas, de 100 megavatios de potencia. Además, en estas plantas se cultivarán plantas aromáticas entre los paneles, con la finalidad de que atraigan a las abejas y éstas creen una miel con "marca solar", una apuesta en la que la energía sostenible y el respeto por el ecosistema van de la mano. [23]

A finales de diciembre de 2020, Endesa, a través de su compañía de renovables Enel Green Power España (EGPE), ha finalizado la construcción de la planta fotovoltaica Augusto ubicada en el municipio de Badajoz, de 50 MW de potencia y cuenta con 127.980 paneles fotovoltaicos bifaciales. [24]



Figura 16: Paneles fotovoltaicos bifaciales [25]

### 1.4.5 Proyección del mercado

Los envíos totales de módulos bifaciales de China en el año 2018 alcanzaron los 5 GW, lo que supuso que la participación bifacial en el mercado aumentara en un 5%. A pesar de que los módulos bifaciales se encuentren en la etapa de crecimiento inicial y los materiales aún requieran optimización de costo, PV InfoLink ha previsto que los módulos bifaciales experimentarán un rápido crecimiento en los próximos dos años, representando el 22% de la cuota de mercado en 2022. Según estimaciones del ITRPV (International Technology Roadmap for Photovoltaic), la perspectiva de mercado de la tecnología bifacial en la próxima década tendrá una proyección ascendente, como se muestra en la figura 17, correspondiéndose con un 70% del mercado en 2030. [13]

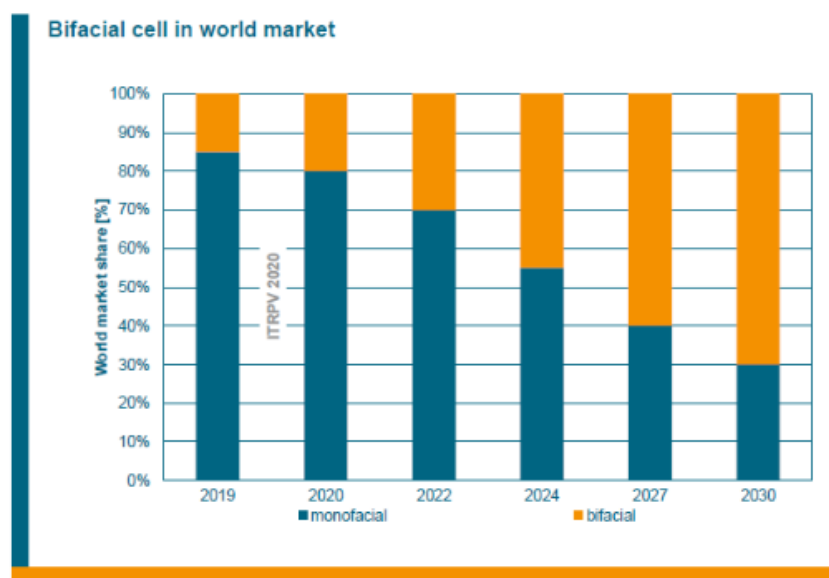


Figura 17: Mercado mundial de tecnología monofacial y bifacial. [X]

Como se muestra en el gráfico de la figura 18, la bancabilidad de un módulo bifacial es muy alta, alcanzando valores del 83%. Según una encuesta realizada por BloombergNEF, los módulos bifaciales ofrecidos por el fabricante LONGi Solar han sido calificados como altamente rentables por todos los encuestados, lo que demuestra que la tecnología bifacial se ha convertido en un estándar en la industria solar global. [X] Una predicción energética realizada con una buena base de datos de partida (GHI, DHI y albedo) pueden mitigar el riesgo asociado al modelado de estos proyectos y dar más confianza en las predicciones de generación. Estas junto con unas proyecciones adecuadas de costes durante la vida útil esperada facilitan la bancabilidad de un proyecto fotovoltaico basado en tecnología de vanguardia.

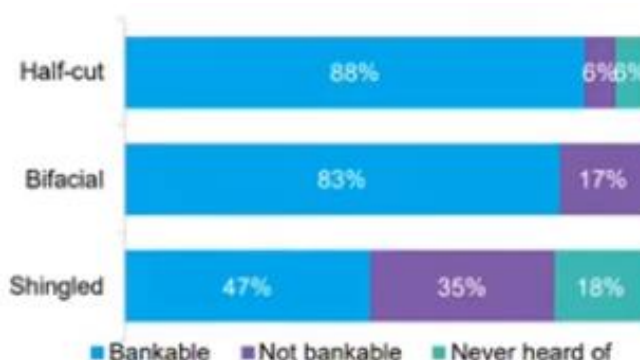


Figura 18. Bancabilidad de diferentes tecnologías de módulos. [X]

## 1.5 TECNOLOGÍA DE LOS MÓDULOS BIFACIALES

### 1.5.1 Modelos de paneles fotovoltaicos bifaciales innovadores

En los nuevos modelos de paneles bifaciales se están desarrollando una serie de innovaciones que suponen la mejora de sus prestaciones y el aumento de la producción de potencia.

#### 1.5.1.1 Tecnología media célula

La tecnología media célula consiste en cortar la célula en dos partes separadas mediante un láser infrarrojo maduro y reducir así a la mitad la corriente operativa. Esta reducción se ve amplificada en la combinación de esta tecnología con el empleo del módulo bifacial. Supone además una menor temperatura de los puntos calientes, con lo que la pérdida térmica en la cinta se reducirá y la potencia del módulo aumentará en un 2%. Esto supone unas reducciones de 10-20°C, y por lo tanto un gran aumento en la fiabilidad del módulo. Se diseñan los marcos cortos sin lados para evitar reducir el sombreado causado por el marco.



Figura 19: Comparación de punto caliente en tecnología media célula. [30]

Como se aprecia en la figura 20 la consecuencia principal de esta tecnología es la disminución de la temperatura de operación, mejorándose así la fiabilidad del módulo y suponiendo un aumento importante de potencia. En condiciones de alta irradiación, el módulo bifacial de media célula tendrá un mayor rendimiento energético en comparación con el módulo convencional y ayudará a lograr un LCOE más bajo en regiones ricas en recursos de radiación solar.

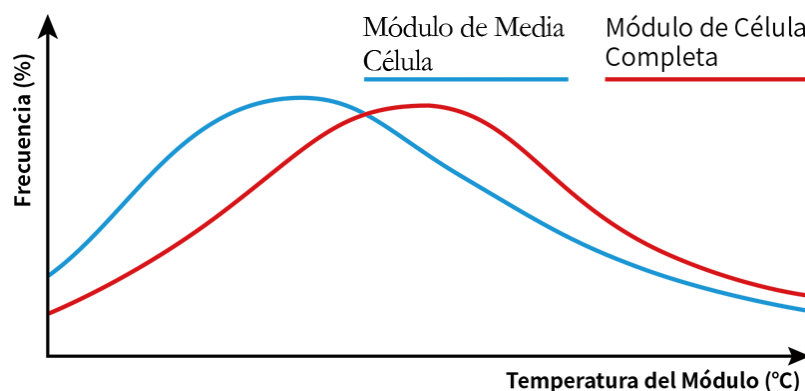


Figura 20. Comparativa de la temperatura del módulo de célula completa y módulo de media célula. [30]

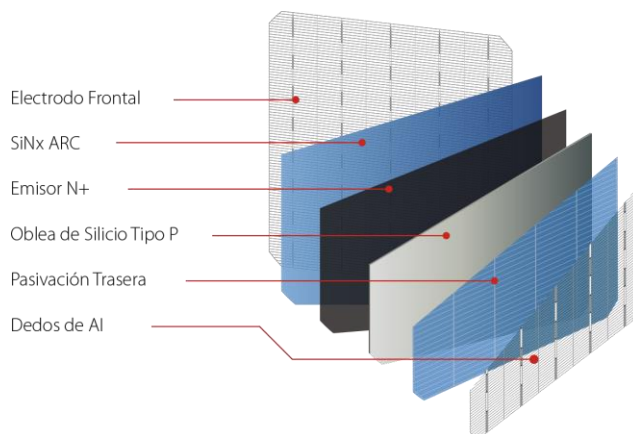
#### 1.5.1.2 Tecnología PERC

La tecnología PERC está siendo muy empleada en los módulos fotovoltaicos más novedosos. La célula PERC (Passivated Emitter Rear Cell) coloca una capa reflectante (Dielectric Layer) para aprovechar al máximo la radiación. Además, se somete a un proceso de ranurado por láser que mejora significativamente la eficiencia de la célula. Esta tecnología permite que el módulo capte la energía del sol durante las últimas horas del día o durante los días nublados con radiación baja, en las que las longitudes de onda son las largas y gracias al dieléctrico pueden aprovecharse.

El modelo PERC bifacial también se está convirtiendo en una ruta importante en el desarrollo de la tecnología. La tecnología de fabricación comúnmente utilizada para las células PERC bifaciales permite que la luz incidental en la superficie trasera entre en la célula desde la capa expuesta y cree una conversión fotoeléctrica en ambos lados, el frontal y el trasero.

En este proceso, con un aumento insignificante en el costo de fabricación, el PERC bifacial puede lograr un aumento de generación de potencia del 10%-25%, a nivel del sistema, lo que mejorará la competitividad y el potencial de desarrollo de la tecnología PERC [30]. Además, el PERC bifacial de tipo “p” puede reducir los costos de las celdas, debido a la reducción del consumo de pasta en la parte posterior. Esta es una de las razones por las que los fabricantes de celdas y módulos continúan expandiendo la producción de módulos bifaciales.

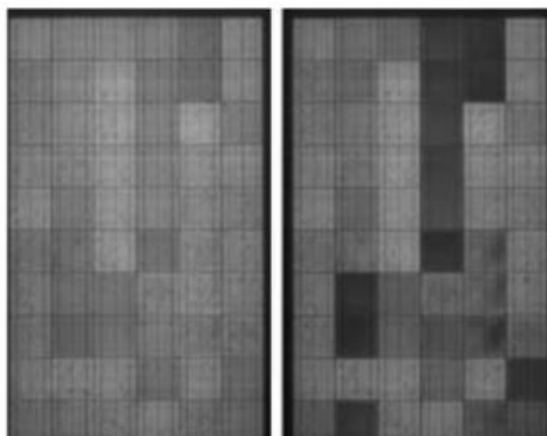
A medida que los productos bifaciales introducen un nuevo concepto tecnológico con módulos de alta eficiencia (mono PERC / PERL / PERT, célula cortada o célula ‘shingle’), el principal inconveniente es que el historial de operación de estas tecnologías es limitado, lo que pone mayor foco en la bancabilidad de esta tecnología.



*Figura 21. PERC bifacial [30]*

### 1.5.1.3 Efecto LID

El efecto LID consiste en una degradación de los módulos fotovoltaicos debido a reacciones químicas en la célula de silicio, al presenciar impurezas en los materiales utilizados y por el método de procesamiento durante la fabricación. Los paneles bifaciales ofertados en el mercado presentan en su mayoría un bajo LID, reduciéndose hasta valores del 2%. [26]



*Figura 22. Comparación de un módulo afectado por LID antes y después de la radiación. [26]*

### 1.5.1.4 Tecnología MBB

Otra de las tecnologías más novedosas que se ha introducido en el mercado es la tecnología Multibushbar (MBB). En los últimos años, el número de *Bus Bars* o BB (las conexiones que atraviesan las células solares) han experimentado una evolución de 2BB, 3BB, 4BB siendo la tendencia actual de 5 *busbars*. El aumento en el número de *busbars* puede acortar la distancia de conducción de la corriente en las conexiones, reduciendo las pérdidas de resistencia y mejorando la eficiencia de la célula. Como resultado, mejora la potencia de salida de los paneles solares significativamente entre 5 y 10 W. Además, las celdas en los módulos MBB no son propensas a tener microgrietas y buses rotos, lo que dota de una mayor confiabilidad del producto. [26]

El ensamblaje del módulo bifacial se puede dividir en muchos tipos como de vidrio-vidrio con marco, vidrio-vidrio sin marco y lámina posterior transparente enmarcada. Entre todos los tipos, el vidrio-vidrio se ha convertido en la opción más común.

### 1.5.2 Combinación de seguidor solar y módulos bifaciales

La estructura soporte es el elemento mecánico que sujeta los módulos fotovoltaicos para instalarlos sobre el terreno. Tiene las funciones principales de servir de soporte y fijación segura de los módulos fotovoltaicos, así como proporcionarles la inclinación y orientación adecuadas, con el objetivo de obtener el máximo aprovechamiento de la energía solar incidente. La estructura soporte puede ser fija, en la que los paneles tienen siempre un ángulo fijo, o puede ser móvil, o también conocida como seguidor solar.

Un seguidor solar es de gran utilidad cuando existe una necesidad de realizar movimiento en las placas solares con el objetivo de captar la luz solar. La combinación de plantas fotovoltaicas con módulos bifaciales y seguidor solar tienen como resultado un aumento en el rendimiento y la producción. Los seguidores solares pueden ser:

- Seguidor en dos ejes: su fin es conseguir que la superficie del módulo reciba siempre directa y perpendicularmente la radiación solar. Al ser un sistema más complejo tiene también un mayor coste.
- Seguidor de un eje: puede girar sobre el eje horizontal y hacer un recorrido norte-sur, o por el contrario puede girar sobre el eje vertical, por lo que el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud.



Figura 23: Estructura móvil o seguidor solar [27]

El movimiento del seguidor puede ser controlado para evitar el sombreado entre filas consecutivas con un movimiento de back-tracking, disminuyendo la inclinación de los módulos a primeras horas del día y a últimas horas de la tarde. La parte inferior del marco de los módulos de la fila inferior deberá tener una distancia mínima de 1 m con respecto al punto más próximo donde pueda crecer vegetación, para evitar sombras y salpicaduras.

Como se muestra en la gráfica de la figura 24 diseñada por el fabricante Trina Solar, se puede comprobar que la ganancia de energía es mayor a primeras horas del día con la estructura de seguidor solar en comparación a los módulos con estructura fija.

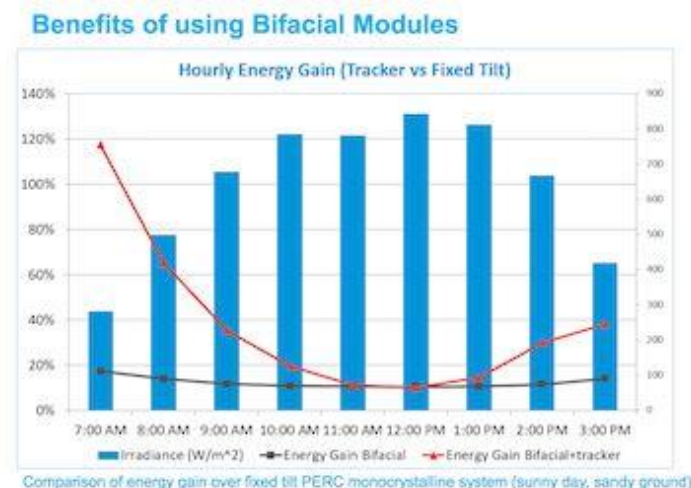


Figura 24. Producción de módulos bifaciales con seguidor y con estructura fija. [28]



### 1.5.3 Estudio de mercado de fabricantes de módulos bifaciales

En los últimos años, una serie de fabricantes fotovoltaicos se han decantado por la apuesta en la tecnología bifacial. Estas primeras empresas han sido originadas en China y abarcan la mayor producción de módulos bifaciales del mundo. Una de ellas, Trina Solar, es clasificada por Bloomberg New Energy Finance como uno de los fabricantes mas fiables del mundo [29]. Otra empresa china que ha presentado su modelo bifacial es Longi Solar, empresa que se considera líder mundial en fabricación de módulos fotovoltaicos monocristalinos. [30]. Un tercer ejemplo puede ser la empresa Chint Solar, grupo líder en Baja Tensión (BT) en China, que quedó en la posición 81 en el Top 500 New Energy Enterprises List de 2020. [31]

En este apartado se realiza un estudio de mercado de los modelos bifaciales más relevantes en la actualidad, recopilando sus características principales y realizando comparativas entre los mismos. Todos los modelos que se muestran en la tabla 1 son módulos fotovoltaicos monocristalinos cuya ganancia de potencia máxima puede llegar hasta un 30%.

<i>Especificaciones eléctricas</i>					
<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Potencia frontal STC (W)</b>	<b>Potencia total bifacial (W)</b>	<b>Eficiencia máxima cara delantera/total (%)</b>	<b>Voltaje/corriente MPP máximas (V/A)</b>
<b>LONGi</b>	Hi-MO4 LR4-72HBD	415-435	519-544	19,4/-	41,1/12,96 (Para 425 W)
<b>Trina Solar</b>	Duomax Twin °DEG17MC.20(II)	430-445	538-556	20,2/25,3	40,2/7,69
<b>Chint Solar</b>	AstroTwins CHSM72M(DG)/F-BH	435-450	544-563	20,1/14,1*	42,28/10,82
<b>LG</b>	LG NEON 2 Bifacial LG395N2T-A5	395	514	18,7/24,3	41,9/12,26
<b>Prism Solar</b>	BHC72 Bifacial Modules	390-400	450	19,88/22,37	40,01/11,24
<b>Lumos Solar</b>	GSX 72 Module System BiFi	370	481	18,4/23,9	38,7/12,09

Tabla 1. Comparativa entre los principales fabricantes de módulos bifaciales

Condiciones STC: 1000 W/m<sup>2</sup> y 25°C

\*Eficiencia para la cara posterior

Los modelos ofrecidos en el mercado por Lumos Solar, Prism Solar y LG alcanzan potencias de valores algo menores que los modelos ofrecidos por LONGi, Trina Solar y Chint Solar: los primeros rondan los 400 W, mientras que los segundos consiguen hasta 450 W en la cara frontal. Es uno de los motivos más importantes por lo que se destacan estos modelos bifaciales como los mejores del mercado actual. El modelo de Chint Solar es el que ofrece mayores valores, lo que es un punto a su favor. El aumento de potencia debido a la cara inferior supone que el modelo de Chint Solar alcance valores de hasta 563 W. La mayoría de los fabricantes indican en los hojas de especificaciones la eficiencia del módulo por la cara frontal y la eficiencia del módulo total bifacial. El modelo de Trina Solar es el que ofrece unos mayores rendimientos, con un 25,3% de eficiencia total, siendo un gran punto a favor.

También es importante destacar la tolerancia del módulo bifacial, que indica el rango de variación de la potencia “real” con respecto a la nominal. Todos los modelos anteriores tienen una tolerancia del 3%, menos los modelos de Chint Solar y Trina Solar, que posee una tolerancia del 5%.

<i>Especificaciones mecánicas</i>					
Fabricante	Modelo	Tamaño (mm)	Peso (kg)	Cubierta/cristal frontal	Cable
<b>LONGi</b>	Hi-MO4 LR4-72HBD	2131x1052x35	29,5	Dual glass, 2 mm, tempered glass	4 mm <sup>2</sup> , 300 mm de longitud
<b>Trina Solar</b>	Duomax Twin °DEG17MC.20(II)	2111x1046x30	28,6	2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass	4 mm <sup>2</sup> , Portrait: 280 mm; Landscape: 1900 mm
<b>Chint Solar</b>	AstroTwins CHSM72M(DG)/F- BH	2131x1052x30	28,5	2 mm	Portrait: 350 mm; Landscape: 1300 mm
<b>LG</b>	LG NEON 2 Bifacial LG395N2T-A5	2064x1024x40	22	Vidrio templado de alta transparencia	2x1200 mm
<b>Prism Solar</b>	BHC72 Bifacial Modules	2008x1002x40	23,3	3.2mm AR Tempered Low Iron/Fluoropolymer	PV Wire/12 AWG/1000 mm
<b>Lumos Solar</b>	GSX 72 Module System BiFi	2011x1000x8	31,8	Tempered Low-Iron PV Glass	PV Wire/12 AWG/-

Para las especificaciones mecánicas, debe tenerse en cuenta que las potencias que se comparan no son las mismas, por lo que puede explicar el aumento o disminución de los valores de peso o tamaño. En cuanto a los modelos de mayores potencias, el modelo de Trina Solar es el de menor tamaño, seguido por el de Chint Solar. El modelo de LONGi tiene un ancho de 35 mm, algo superior a los demás. Puede ser factor de decisión, por ejemplo, dependiendo de las dimensiones del tejado en el que se vaya a instalar una estructura fotovoltaica de autoconsumo. Entre los modelos de mayor potencia, el de LONGi tiene un peso algo mayor.

Los modelos de LG y Prism Solar tienen un peso menor, aunque como se ha mencionado anteriormente son de menor potencia, por lo que este motivo no sería una ventaja. El modelo de Lumos Solar destaca por su extremada fineza y sus pequeñas dimensiones, aunque mantiene un peso considerable.

<i>Coefficientes de temperatura</i>					
Fabricante	Modelo	Coefficiente de temperatura de P <sub>máx</sub>	Coefficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>	Coefficiente de temperatura de V <sub>oc</sub>	Temperatura operativa del módulo NMOT (°C)
<b>LONGi</b>	Hi-MO4 LR4-72HBD	-0,370%/C	+0,040%/C	-0,250%/C	45°C (+-2°C)
<b>Trina Solar</b>	Duomax Twin °DEG17MC.20(II)	-0,350%/C	+0,040%/C	-0,280%/C	41°C (+-3°C)
<b>Chint Solar</b>	AstroTwins CHSM72M(DG)/F-	-0,350%/C	+0,060%/C	-0,300%/C	44°C (+-2°C)

	BH				
<b>LG</b>	LG NEON 2 Bifacial LG395N2T-A5	-0,36%/C	+0,03%/C	-0,27%/C	45°C (+-3°C)
<b>Prism Solar</b>	BHC72 Bifacial Modules	-0,36%/C	+0,038%/C	-0,277%/C	45°C (+-2°C)
<b>Lumos Solar</b>	GSX 72 Module System BiFi	-0,453%/C	+0,054%/C	-0,337%/C	43,6°C

En cuanto a los coeficientes de temperatura, El modelo de Lumos Solar tiene un coeficiente de temperatura de máxima potencia y de tensión a circuito abierto algo superior, lo que empeora ligeramente este modelo. El coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito del AstroTwins es algo más elevado.

La temperatura operativa del módulo debe ser la más baja posible para obtener un mayor rendimiento, en este caso es la de Trina Solar -aunque el rango es de +-3, superior a los otros dos modelos-. A diferencias del resto, Lumos Solar ofrece un valor concreto, sin margen de error.

Como conclusión a este estudio comparativo, debe considerarse para la elección del módulo más adecuado, en primer lugar, el que ofrezca una mayor potencia, en este caso el del fabricante Chint Solar o Trina Solar. Además, el modelo de Trina Solar posee el mejor rendimiento. Las especificaciones mecánicas pueden depender de la aplicación o factores como las dimensiones de la cubierta, pero deben seleccionarse módulos de bajo peso y pequeñas dimensiones. Entre los de mayores potencias, Chint Solar y Trina Solar cumplen estos requisitos. Como conclusión a los valores de temperatura, coinciden en el modelo de Trina Solar como el más adecuado.



## 2 MEMORIA JUSTIFICATIVA

En este apartado se desarrolla la memoria justificativa del proyecto, en la que se realizan una serie de simulaciones de diferentes configuraciones de instalaciones fotovoltaicas a través del software de cálculo PVsyst para cada una de las zonas climáticas de nuestro país. Se obtienen así una serie de conclusiones sobre la producción obtenida en cada una de ellas, y como consecuencia su rentabilidad, lo que será un factor decisivo en la realización de la inversión.

### 2.1 MOTIVACIÓN INICIAL DEL ESTUDIO

En base a las conclusiones obtenidas en el artículo de Energética Magazines realizado por el fabricante de seguidores solares Nextracker, *Cuantificación de las ganancias de la tecnología bifacial*, [33] se realiza el estudio de simulación y comparación que se explica en los apartados siguientes.

La conclusión principal obtenida por este artículo se plasma en el siguiente fragmento del mismo: *Las pruebas realizadas en el Centro para la Excelencia Solar indican que los strings compuestos por módulos mono-PERC bifaciales estándares colocados en los seguidores monoaxiales de un panel en posición vertical (1P) otorgan ganancias adicionales en el lado de CC en comparación con los strings monofaciales equivalentes. Estas ganancias bifaciales adicionales son del orden del 5 % al 7 % en condiciones de albedo bajo (20 %) y del 10 % al 12 % en condiciones de albedo alto ( $\approx 50$  %).* [33]

Es por la comprobación de estos resultados por lo que se decide llevar a cabo las simulaciones comparativas entre tecnología bifacial y convencional que son el objeto de estudio de este TFM.

*Los resultados de estas pruebas ejecutadas en los seguidores monoaxiales de Nextracker conectadas a la red coinciden plenamente con los datos recogidos de las pruebas bifaciales donde el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (National Renewable Energy Laboratory, NREL) y PV Evolution Labs (PVEL) operan. Cuando se utiliza PVsyst para modelar las ganancias bifaciales con entradas calibradas específicas de la estructura, encontramos una fuerte correlación entre las ganancias bifaciales medidas en campo y las modeladas por PVsyst.* [33]

Tras realizar las simulaciones con suposiciones teóricas mediante PVsyst, es necesario comprobar que los resultados obtenidos se corresponden con la realidad antes de tomar decisiones en los proyectos. Para ello, deben realizarse mediciones en campo de las cuales se obtienen los valores reales que condicionarán la instalación. Como se indica en el párrafo anterior, para conseguir modelos precisos requieren parámetros de entrada calibrados y específicos de la estructura.

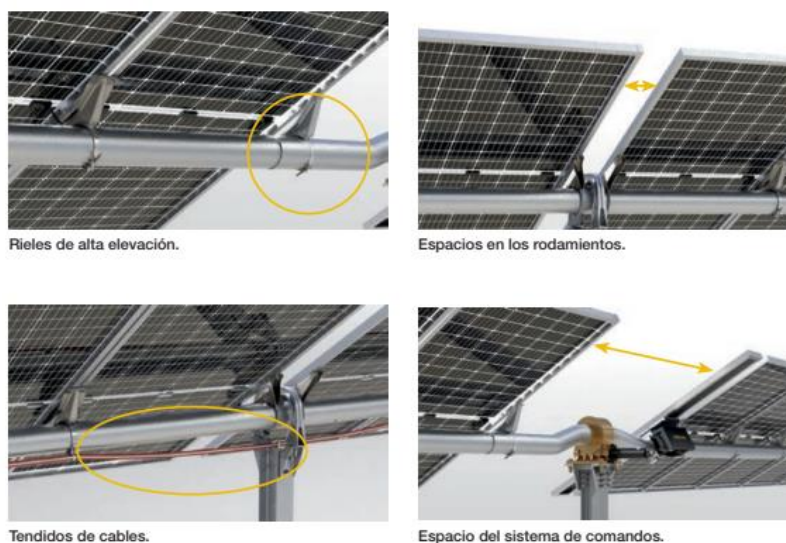


Figura 25. Tecnología de seguidor solar con módulos bifaciales [18]

## 2.2 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE DE CÁLCULO PVSYS

El software PVSyst ha sido realizado por la universidad de Ginebra en Suiza y cuenta con el aval de ser uno de los estándares en la industria fotovoltaica. El software estima los ratios de producción mediante simulaciones a largo plazo en las que se tiene en cuenta diversos aspectos para la estimación de la radiación plana sobre el módulo como efectos atmosféricos, propiedades del módulo y aspectos eléctricos como el recorte del inversor.

La energía producida por una instalación fotovoltaica es función de tres factores: la irradiación solar recibida por los paneles fotovoltaicos, la potencia pico instalada y el rendimiento de la instalación (PR). La irradiación solar incidente en una superficie terrestre se manifiesta de tres maneras diferentes: [34]

- La radiación directa es la que proviene directamente del sol.
- La radiación difusa es aquella recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma. Esta energía puede suponer un 15% de la radiación global en los días soleados, pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que "ven" toda la semiesfera celeste.
- La radiación reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de este tipo de radiación depende del albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no "ven" superficie terrestre, mientras que las superficies verticales son las que más reciben.



Figura 26. Tipos de radiación que recibe un panel fotovoltaico. [34]

El rendimiento de la instalación o performance ratio (PR) se calcula según la siguiente ecuación:

$$PR (\%) = \frac{E_{RED} \cdot G}{Inc_{Global} \cdot P_{PV}}$$

Donde:

$E_{RED}$ : energía reinyectada a la red (MWh)

$Inc_{Global}$ : irradiación anual incidente plano receptor ( $kWh/m^2$ )

$P_{PV}$ : potencia de la planta fotovoltaica (MWp)

$G$ : irradiancia de referencia en condiciones STC ( $1 kW/m^2$ )

La producción Específica o “Specific Yield” (SY) es el cociente entre la energía de salida de la planta (kwh) inyectada a la red eléctrica en un periodo de tiempo (un día, mes, o un año), y la potencia pico instalada en la planta (kwp) medidas en STC. Cuando el periodo de tiempo es de un año, la producción específica representa las horas equivalentes de producción de la instalación a las condiciones estándar (STC).

### 2.2.1 Simulaciones para módulos bifaciales

Para simular el funcionamiento de los módulos bifaciales hay que tener en cuenta la modelización del albedo y la irradiación asociada. Actualmente, la comunidad fotovoltaica está realizando un gran esfuerzo colectivo para desarrollar y validar modelos que permitan analizar e investigar todos estos efectos. Es interesante observar que PVsyst es usado bien como el único programa de simulación para modelizar sitios de prueba, o bien como referencia para el desarrollo de programas más complejos y precisos. A su vez, los resultados de estos análisis deberán ser ampliamente difundidos para permitir el progreso del sector.

PVsyst realiza un modelado en detalle de la contribución de irradiación en la cara posterior, incluido el modelado de irradiación posterior y las pérdidas de sombreado tridimensional frontal. Sin embargo, el modelado de pérdidas es menos detallado en algunos aspectos tales como:

- (1) cálculo del sombreado en la parte posterior, basado en un factor genérico simple bidimensional para el impacto de la estructura de montaje;
- (2) el impacto de suciedad en el lado posterior no se tiene en cuenta;
- (3) el impacto del “mismatch” en la parte trasera como consecuencia de un sombreado y suciedad irregulares no puede ajustarse adecuadamente.

En un futuro, la incertidumbre asociada al modelado de energía en proyectos bifaciales se puede reducir mediante el empleo de modelos de simulación más complejos y mediante la calibración y validación de los modelos computacionales con datos operacionales.

### 2.2.2 Ventanas iniciales en PVSyst

En la figura 27 se muestra la ventana de inicio del software PVSyst. En el apartado *Diseño y simulación del proyecto*, debe seleccionarse la opción de sistema *Conectado a la red* para las simulaciones a realizar.

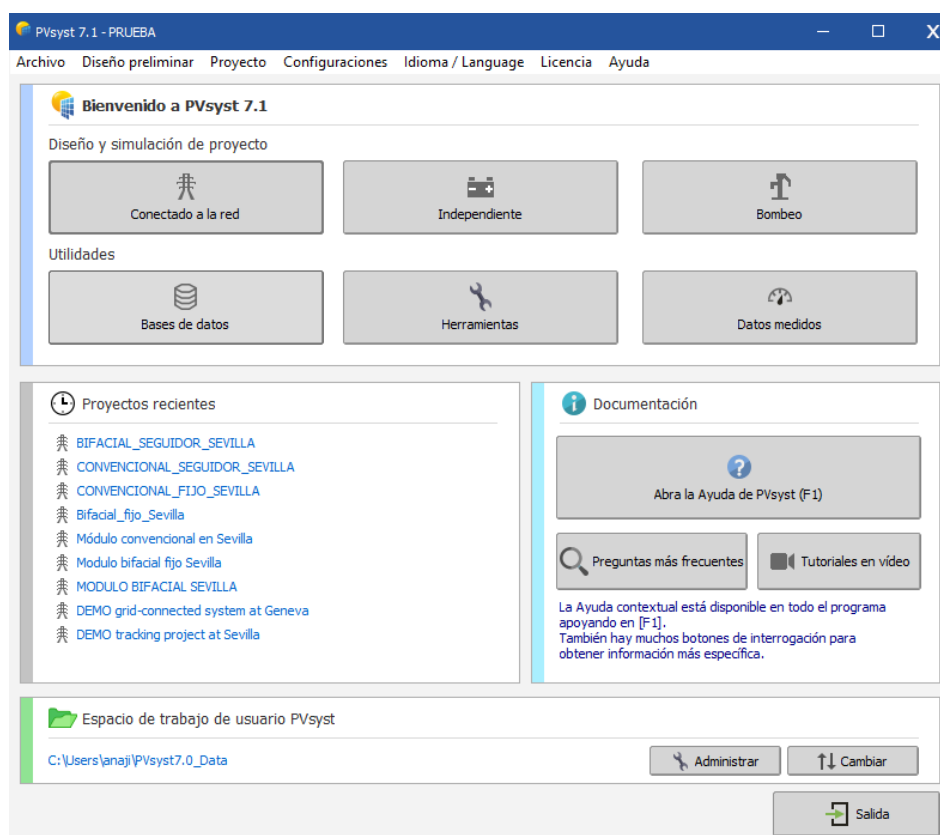


Figura 27: Inicio PVSyst

En el apartado *Base de datos* deben introducirse las localidades donde se realizan las simulaciones. Así, se importan los datos de radiación correspondientes a la zona climática a la que pertenece. La base de datos incluye información sobre la irradiación y la temperatura media diaria. Como se muestra en la figura 28, debe introducirse en la opción *sitios geográficos*. Si en la base de datos del software no están incluidos el modelo del módulo fotovoltaico y del inversor de la simulación, deben introducirse en la base de datos empleando la opción *Módulos FV e Inversor de red*.

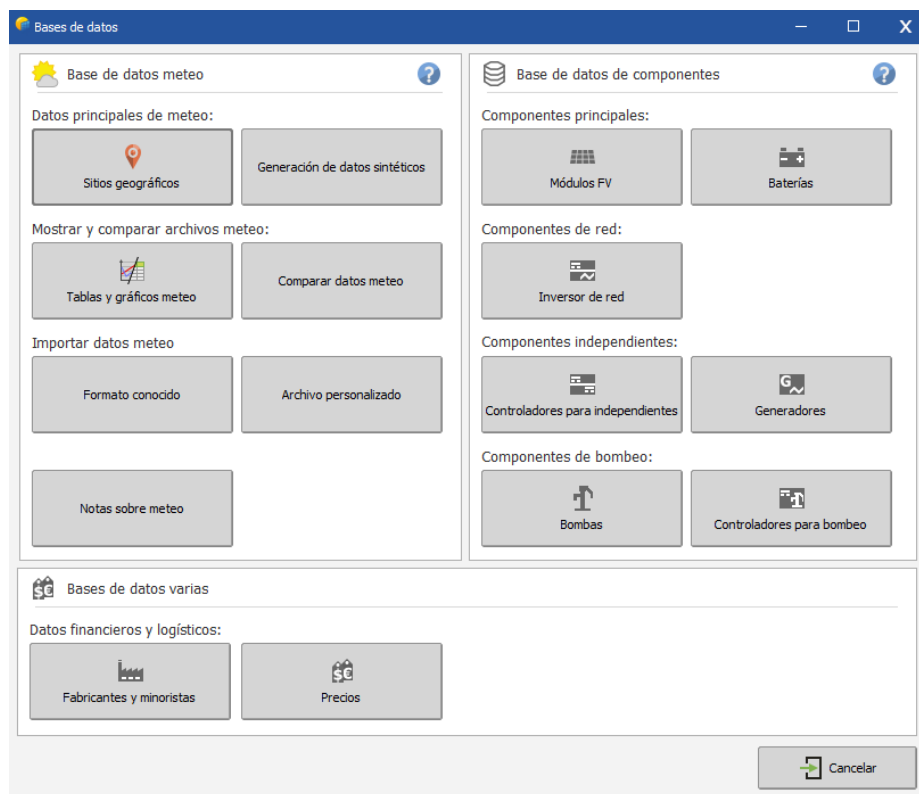


Figura 28: Base de datos PV Syst

Para crear un nuevo proyecto conectado a la red, debe guardarse completando el nombre de proyecto y seleccionando el sitio geográfico (debe seleccionar el icono de archivo situado a la derecha).

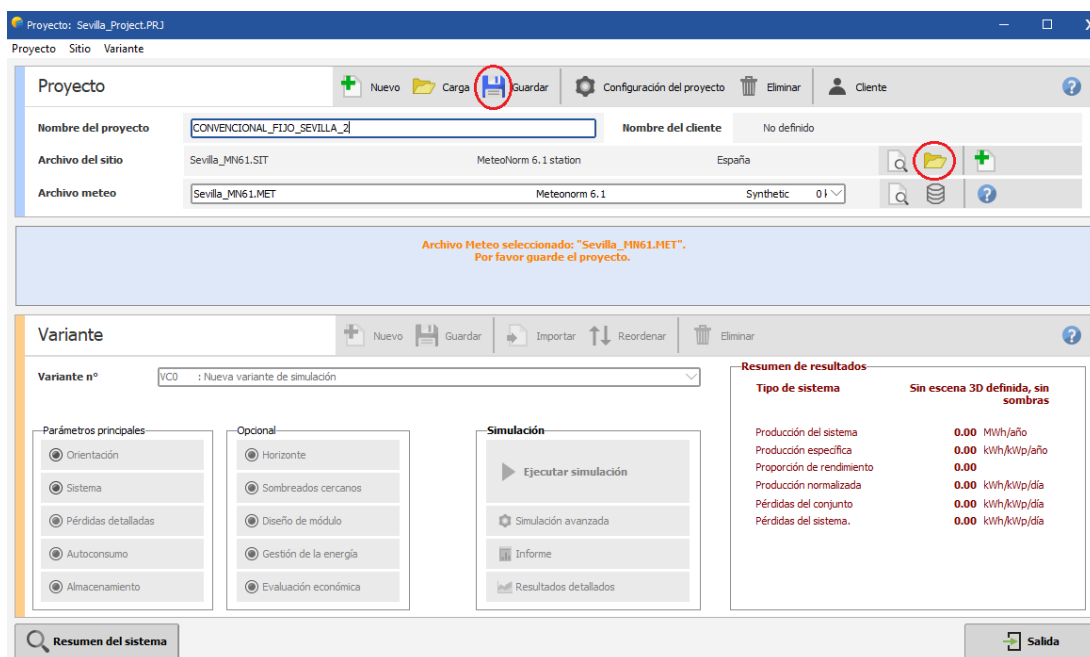


Figura 29. Guardar el proyecto.

La ventana que aparece para la selección del sitio geográfico se muestra en la figura 30. Los datos empleados se obtienen de estaciones meteorológicas MeteoNorm. Pueden introducirse cualquier otro sitio geográfico y guardarse en la base de datos para emplearlo en futuras simulaciones.

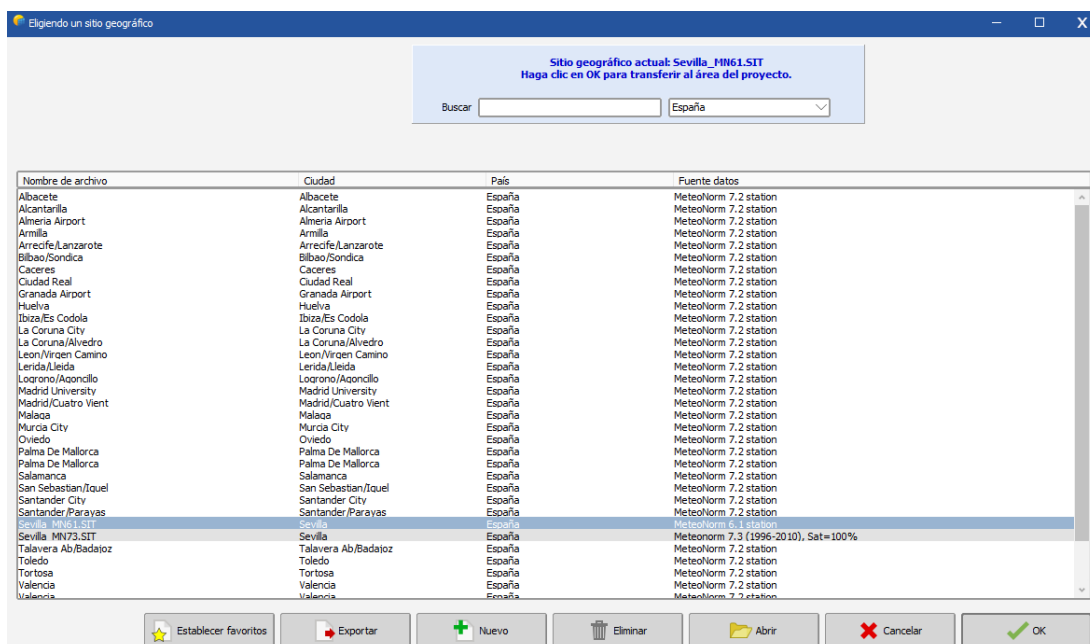


Figura 30. Ventana eligiendo un sitio geográfico

En la ventana del nuevo proyecto puede introducirse en *Configuración del proyecto* los parámetros mensuales de albedo, o establecer un valor común a ellos, como se muestra en la figura 31. Pueden introducirse además condiciones de diseño, preferencias y otras limitaciones. Para las simulaciones que se realizan, se supone un valor común de albedo de 0,35.

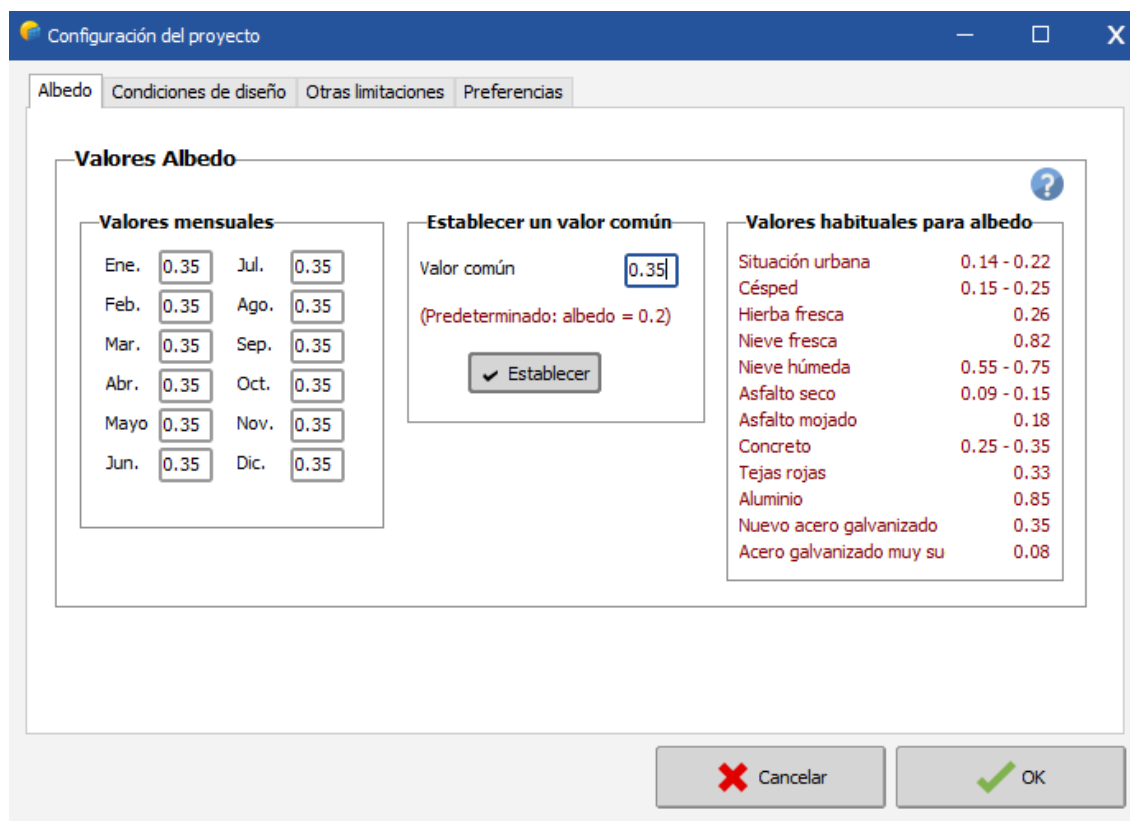


Figura 31. Albedo en la configuración del proyecto.

## 2.3 SIMULACIONES COMPARATIVAS MEDIANTE EL SOFTWARE DE CÁLCULO PVSYST POR ZONAS CLIMÁTICAS

En este apartado se realizan simulaciones comparativas entre distintas configuraciones de instalaciones fotovoltaicas para cada una de las zonas climáticas de nuestro país. Se obtienen variaciones en la producción debido al empleo de módulos bifaciales y de seguidores solares, y aunque estos últimos ya están integrados en las plantas fotovoltaicas actuales, se fomenta la inversión en la tecnología bifacial.

En España pueden distinguirse las zonas climáticas que se aprecian en la figura 33 según el nivel de radiación solar:

- *Zona climática I:* Se da en Galicia y la Cornisa Cantábrica y está determinada por su cercanía al mar. Corresponde a una H diaria inferior a 3,8 kWh/m<sup>2</sup>.
- *Zona climática II:* Nordeste de la península, norte de Castilla y León y sur de Galicia. Corresponde a una H diaria entre 3,8 y 4,2 kWh/m<sup>2</sup>.
- *Zona climática III:* Castilla y León, Aragón y norte de Cataluña. Corresponde a una H diaria entre 4,2 y 4,6 kWh/m<sup>2</sup>.
- *Zona climática IV:* Islas Baleares, zona mediterránea, central y sur de la península. Corresponde a una H diaria entre 4,6 y 5 kWh/m<sup>2</sup>.
- *Zona climática V:* Característico de las Islas Canarias, Ceuta y Melilla y de la zona central y sur de la península de cierta altura. Corresponde a una H diaria superior a 5 kWh/m<sup>2</sup>.

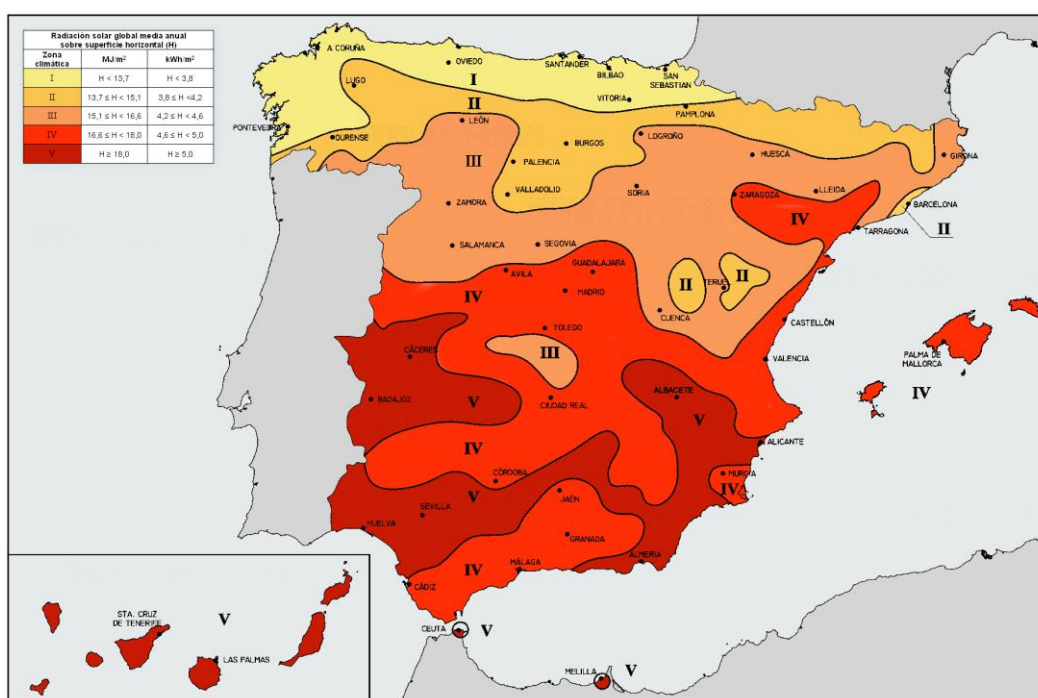


Figura 32. Zonas climáticas de España. [35]

Para las simulaciones realizadas se emplearán los siguientes modelos de módulos e inversores:

Módulo fotovoltaico convencional					
Modelo	Fabricante	Potencia	Cantidad	Agrupación	Potencia total
TSM-DE18M-(II)	Trina Solar	505 Wp	2430 módulos	26 módulos en serie y 76 cadenas	998 kWp

Tabla 2. Características del módulo convencional



<b>Inversor de string</b>					
<b>Modelo</b>	<b>Fabricante</b>	<b>Potencia</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Capacidad DC</b>	<b>Capacidad AC</b>
<i>SUN2000-185KTL-H1</i>	<i>Huawei</i>	<i>175 Kw</i>	<i>5 uds</i>	<i>998 kWp</i>	<i>875 kW</i>

Tabla 3. Características del inversor de string

<b>Módulo fotovoltaico bifacial</b>					
<b>Modelo</b>	<b>Fabricante</b>	<b>Potencia</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Agrupación</b>	<b>Potencia total</b>
<i>TSM-DEG18MC-20-II</i>	<i>Trina Solar</i>	<i>505 Wp</i>	<i>2430 módulos</i>	<i>26 módulos en serie y 76 cadenas</i>	<i>998 kWp</i>

Tabla 4. Características del módulo bifacial

### 2.3.1 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Sevilla (Zona V)

#### 2.3.1.1 Orientación

Para esta simulación se selecciona el tipo de campo *Seguimiento, eje inclinado o horizontal N-S*, ya que los módulos están colocados en un seguidor solar. Se selecciona una inclinación del eje de  $0^\circ$  y rango de giro del seguidor de  $\pm 60^\circ$ . Además, se emplea la opción de que el seguidor realice su movimiento con backtracking (retroceso): mediante un algoritmo se tratará de evitar mayormente los sombreados entre los mismos seguidores y aumentar así el rendimiento de la generación. Se supone una distancia entre seguidores -pitch- de 6,5 m, obteniendo un GCR del 30% aproximadamente (se obtendrá este valor en todas las simulaciones que se realicen).

Figura 33. Orientación elegida

### 2.3.1.2 Sistema

A continuación, debe introducirse la configuración y diseño del generador fotovoltaico. En el cuadro *Selección el módulo FV*, es seleccionado el modelo TSM-DE18M-(II) de 505Wp del fabricante Trina Solar (2020). En el cuadro *Selección el inversor* se selecciona el modelo SUN2000-185KTL-H1 del fabricante Huawei (2019).

En el apartado *Diseño el conjunto* se introduce el número de módulos fotovoltaicos en serie y el número de cadenas que irán en paralelo. El propio software realiza la recomendación del número de módulos en serie para que puedan trabajar con el inversor en los niveles de tensión adecuados. La configuración elegida es de 26 módulos en serie y 76 ramales. El software nos informa de que es una configuración correcta y que el inversor no está ni sobredimensionado ni subdimensionado.

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre:   
 Oriente: **Rastro, eje horizontal N-S**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
☒ Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada  kWp  
 ... o área disponible(módulos)  m²

**Seleccione el módulo FV**  
 Disponible ahora:  Filtro:   
 505 Wp 36V Si-mono TSM-DE18M-(II)-505 Desde 2020 Datasheets 2020   
☐ Usar optimizador  
 Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **37.5 V**  
 Voc (-10°C) **57.1 V**

**Seleccione el inversor**  
 Disponible ahora:  Voltaje de salida 800 V Tri 50Hz ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz  
 175 kW 550 - 1500 V TL 50/60 Hz SUN2000-185KTL-H1 Desde 2019   
 Núm. de inversores  ☒ Voltaje de funcionamiento: **550-1500 V** Poder global inversor **875 kWca**  
☐ Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **1500 V** **inversor con 9 MPPT**

**Diseño el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
 Mód. en serie  ☒ entre 15 y 26  
 Núm. de cadenas   
 Pérdida sobrecarga **0.0 %**  
 Proporción Pnom **1.14**   
**Núm. de módulos 1976** **Área 4721 m²**

**Condiciones de operación**  
 Vmpp (60°C) 975 V  
 Vmpp (20°C) 1140 V  
 Voc (-10°C) 1485 V

**Irradia. plano 1000 W/m²**  
 Imp (STC) 893 A  
 Isc (STC) 939 A  
 Isc (en STC) 939 A

☐ Máx. en datos ☒ STC  
 Potencia de funcionamiento máx. **908 kW**  
 (en 1000 W/m² y 50°C)  
**Potencia nom. conjunto (STC) 998 kWp**

Figura 34. Sistema elegido para simulación 1.

#### Resumen sistema global

Núm. de módulos	1976
Área del módulo	4721 m²
Núm. de inversores	5
Potencia FV nominal	998 kWp
Potencia FV máxima	kWCC
Potencia de CA nominal	875 kWCA
Proporción Pnom	1.140

Figura 35. Resumen del sistema

### 2.3.1.3 Pérdidas detalladas

En este apartado se definen las pérdidas del sistema, que deberán ajustarse lo más posible a la realidad. Se necesita la información aportada por los fabricantes y, en caso de no obtenerla, se emplearán los valores por defecto que emplea el software de cálculo.



### 2.3.1.3.1 Parámetros térmicos

La temperatura afecta directamente al rendimiento de la célula, por lo que su efecto es realmente importante sobre las pérdidas del sistema. En el apartado “Valores por defecto según montaje”, se selecciona la opción de “Módulos montados libres con circulación de aire”, en la que se obtienen por defecto los valores siguientes:

- Factor de pérdida constante  $U_c$  de 29 W/m<sup>2</sup>K
- Factor de pérdida del viento  $U_v$  de 0 W/m<sup>2</sup>K

Figura 36. Pérdida parámetros térmicos

### 2.3.1.3.2 Pérdida óhmica

Para el circuito de CC, el programa propone por defecto un 1,5% de pérdidas, sin embargo, este porcentaje es adecuado para inversores centrales. En los inversores de string como el modelo seleccionado de Huawei esta pérdida puede estimarse en un 0,3%.

El circuito CA se ve influenciado por la longitud y la sección del cable que va desde los inversores hasta la inyección. En este circuito pueden suponerse un porcentaje de pérdidas para inversores de string del 1%.

En cuanto al transformador externo, se suponen por defecto las pérdidas de hierro como un 0,1% y las pérdidas resistivas/inductivas de un 1%.

Figura 37. Pérdida óhmica

### 2.3.1.3.3 Calidad de módulos, LID y Mismatch

Este parámetro refleja la pérdida de eficiencia del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. En la actualidad, la fiabilidad del cumplimiento de potencia es mucho más alta que hace unos años. El valor será dato del fabricante del módulo, y en este caso toma un valor de -0.5%.

Las pérdidas por degradación LID “Light Induced Degradation” muestra el efecto de la degradación de módulos por las horas de exposición al Sol. El valor será dato del fabricante del módulo, y se obtiene un 2,5%.

Las pérdidas por efecto Mismatch muestran las diferencias entre los módulos fotovoltaicos de un sistema según su disposición serie-paralelo. Este porcentaje de pérdidas de potencia en MPP para un inversor central de un 2%, y en el caso de un inversor de string 1% para módulos bifaciales (para módulos monofaciales 0,3%). Las pérdidas por el Mismatch de voltaje de las strings se suponen del 0%.

The screenshot shows a software window with multiple tabs. The 'Indisponibilidad' tab is active, showing sub-tabs for 'Calidad del módulo - LID - Desajuste', 'Pérdida de suciedad', 'Pérdidas IAM', and 'Auxiliares'. The 'Calidad del módulo - LID - Desajuste' sub-tab is selected, displaying four main sections: 'Calidad del módulo' (Module Quality) with a 'Pérdida de eficiencia módulo' (Module efficiency loss) of -0.5%, 'Pérdidas de desajuste de módulo' (Module mismatch losses) with 'Pérdida de potencia en MPP' (MPP power loss) of 1.0% and 'Pérdida cuando funciona a voltaje fijo' (Loss when operating at fixed voltage) of 2.5%, 'LID - Degradación Inducida por Luz' (Light Induced Degradation) with a 'Factor de pérdidas LID' (LID loss factor) of 2.5%, and 'Desajuste de voltaje de las cadenas' (String voltage mismatch) with a 'Pérdida de potencia en MPP' (MPP power loss) of 0.0%. Each section has a 'defecto' (default) icon and a help icon. At the bottom, there are buttons for 'Gráfico de pérdidas' (Losses graph), 'Cancelar' (Cancel), and 'OK'.

Figura 38: Calidad módulos, LID y Mismatch

### 2.3.1.3.4 Polvo y suciedad

Este parámetro muestra la influencia de la acumulación de suciedad en la superficie de los paneles, produciendo pérdidas en la producción. Los climas con lluvias frecuentes obtienen menores pérdidas por suciedad. Además, son importantes los desechos de pájaros. La inclinación también es un factor importante: a mayor inclinación menor acumulación de suciedad. En nuestro caso, se supone por defecto un valor de 3%.

The screenshot shows the same software window as Figure 38, but with the 'Pérdida de suciedad' (Dirt loss) sub-tab selected under the 'Indisponibilidad' tab. The 'Factor de pérdida de suciedad anual' (Annual dirt loss factor) is set to 3.0%. There is a checkbox for 'Defina val. mensuales' (Define monthly values) which is currently unchecked. The 'Gráfico de pérdidas' (Losses graph), 'Cancelar' (Cancel), and 'OK' buttons are visible at the bottom.

Figura 39: Factor pérdida por suciedad

### 2.3.1.3.5 Pérdidas IAM

Este parámetro muestra la influencia de la modificación del ángulo de incidencia en la irradiancia recibida por el módulo, y es aportada por la información del fabricante, por lo tanto, debe seleccionarse la opción de *Usar definición del módulo FV*.

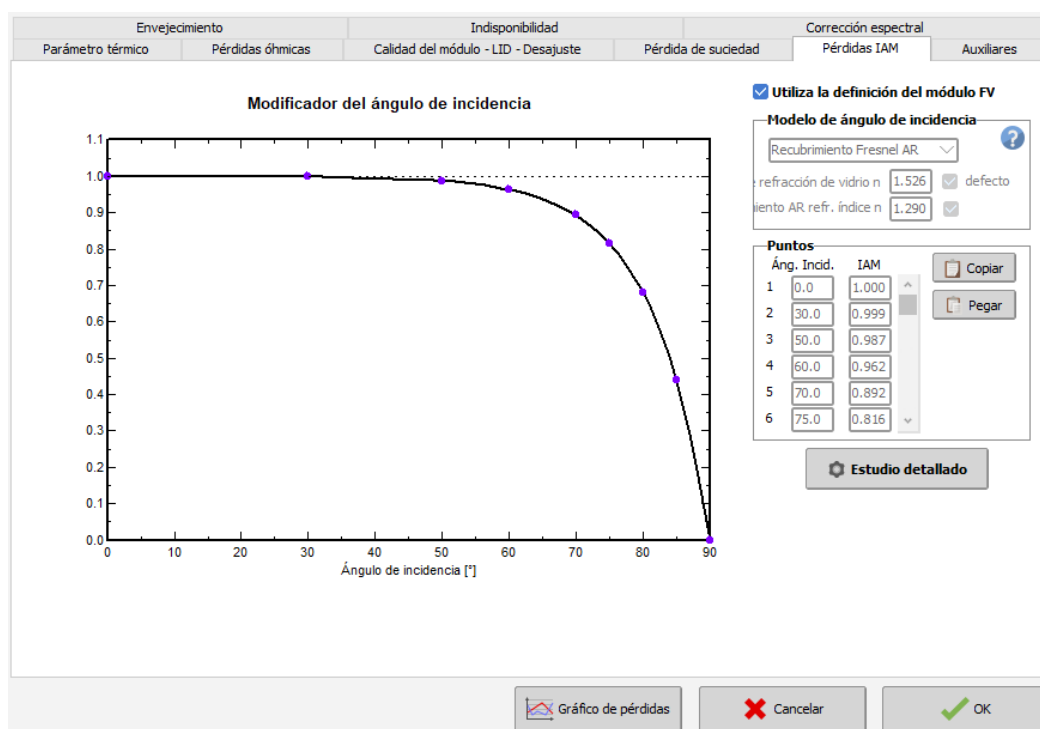


Figura 40. Pérdidas IAM

### 2.3.1.3.6 Auxiliares

En este parámetro se tienen en cuenta las pérdidas de energía auxiliares, como las perdidas de consumo de ventiladores, aire acondicionado, electrónica, monitorización, iluminación, u otro tipo de energía que se sustrae de la energía producida, además de las pérdidas durante la noche. En nuestro caso se suponen un valor de pérdidas proporcional a la potencia de salida del inversor de 4 W/kW.

**Pérdidas de energía auxiliares**

☒ Consumo auxiliares definidos

**Auxiliares durante el funcionamiento (día)**

Pérdidas auxiliares continuas (ventiladores, etc.)  kW

... desde el umbral de potencia de salida del inversor  kW

Proporcional a la potencia de salida del inversor  W/kW

... desde el umbral de potencia de salida del inversor  kW

**Pérdidas nocturnas de auxiliares**

Consumo de auxiliares nocturnos  kW

excluyendo pérdida nocturna del inversor :

La energía auxiliar puede ser ventiladores, aire acondicionado, monitoreo u otro accesorio electrónico, iluminación, o cualquier otra energía que deba sustraerse de la energía vendida a la red.

Figura 41. Parámetros auxiliares

### 2.3.1.3.7 Degradación

Esta pérdida representa la disminución del rendimiento de los módulos con el paso del tiempo. El software PVsyst realiza una simulación en la que se indican una serie de parámetros. Para nuestro caso, no se selecciona la opción *Usar en simulación*.

The screenshot shows the 'Degradación' tab in the PVsyst software. The interface is divided into several sections:

- Utiliza degradación en la simulación:** A checkbox labeled 'Usos en simulación' is unchecked.
- Parámetros en simulación:** Fields for 'Simulación para el año n°' (10), 'Módulos FV individuales: Factor deter. global' (0.01 %), and 'Factor de degrad. no coincidente' (0.00 %).
- Modelo:** A section for 'Parámetros de envejecimiento de módulo FV' with fields for 'Factor de degrad. promedio' (0.40 %/año), 'Dispersión Imp RMS' (0.40 %/año), and 'Dispersión Vmp RMS' (0.40 %/año).
- Almacenar los valores de Monte Carlo:** A table showing degradation values for different years (5, 10, 15, 20, 25 años) and a 'Leer modelo' button.
- Utilizado para esta evaluación:** A section for 'Subconjunto' with options for 'NB Módulos en serie' and 'NB Cadenas en paralelo', and a 'Cálculo Monte-Carlo' section with options for 'NB Pruebas', '10 años Evaluación aleatoria', 'NB Pérdida prom. de desajuste', and 'NB Pérdida de desajuste RMS'.
- Garantía del módulo:** A table showing warranty values for different years (0, 10, 20, 25 años) and a 'Delinear' section with options for 'Curva' and 'Escalones'.
- Gráfico de pérdidas:** A line graph showing degradation percentage over time (Año) for three scenarios: 'Degradación básica' (blue line), 'Con un desajuste anual creciente' (orange line), and 'Garantía del módulo' (black line). The y-axis is 'Degradación [%]' ranging from 70 to 100, and the x-axis is 'Año' ranging from 0 to 30.

Figura 42: Degradación

### 2.3.1.3.8 Indisponibilidad

Este parámetro se corresponde con las pérdidas debido a averías, fallos en la conexión o mantenimiento. En nuestro caso, se supone un porcentaje de duración de indisponibilidad 0,5%.

The screenshot shows the 'Indisponibilidad' tab in the PVsyst software. The interface is divided into two main sections:

- Indisponibilidad del sistema:** A section for 'Defecto' with fields for 'Facción de tiempo de indisponibilidad' (0.5 %), 'Duración de indisponibilidad' (0.00 días/año), and 'Número de periodos' (0). There is an 'Establecer aleatorio' button.
- Periodos de indisponibilidad:** A table with columns for 'Fecha / Hora de comienzo' and 'Duración'.

Figura 43. Indisponibilidad

### 2.3.1.3.9 Corrección espectral

La corrección espectral depende del tipo de célula empleada en el módulo fotovoltaico seleccionado, que tendrá una banda de respuesta espectral determinada, tomando como referencia una célula de silicio cristalina típica, y con un espectro solar de referencia. En este caso, esta pérdida no se tendrá en cuenta en la simulación.

Figura 44. Corrección espectral

### 2.3.1.4 Horizonte

En este apartado de la simulación se tiene en cuenta los sombreados lejanos. PVsyst muestra un gráfico de la ruta del sol para la localización escogida, como se aprecia en la figura X. El perfil del horizonte se corresponde con objetos que dan sombra -anulando la componente directa- y estén lo suficientemente lejanos a la planta (la distancia al objeto de sombra es mas de 10 veces el tamaño de la planta). Este perfil se puede definir manualmente mediante un conjunto de puntos (Azimut /Altura) en grados y pueden obtenerse a partir de mediciones en el sitio (usando instrumentos de topógrafos como brújula y clisímetro).

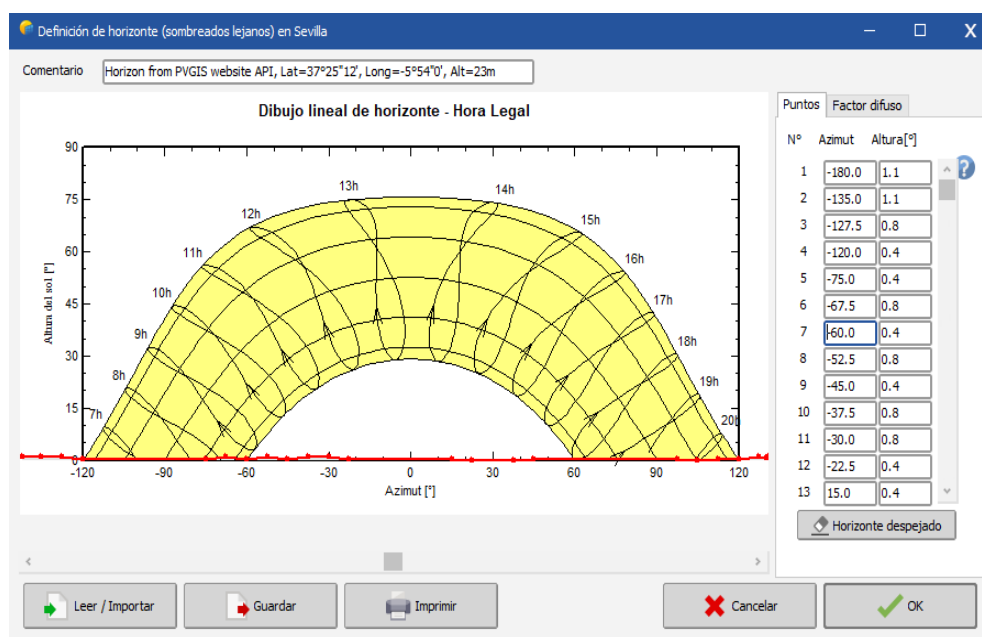


Figura 45. Definición de horizonte (sombreados lejanos)

En nuestro caso, se importan estos datos del Photovoltaic Geographical Information System (**PVGIS**), un servicio gratuito de la Unión Europea.

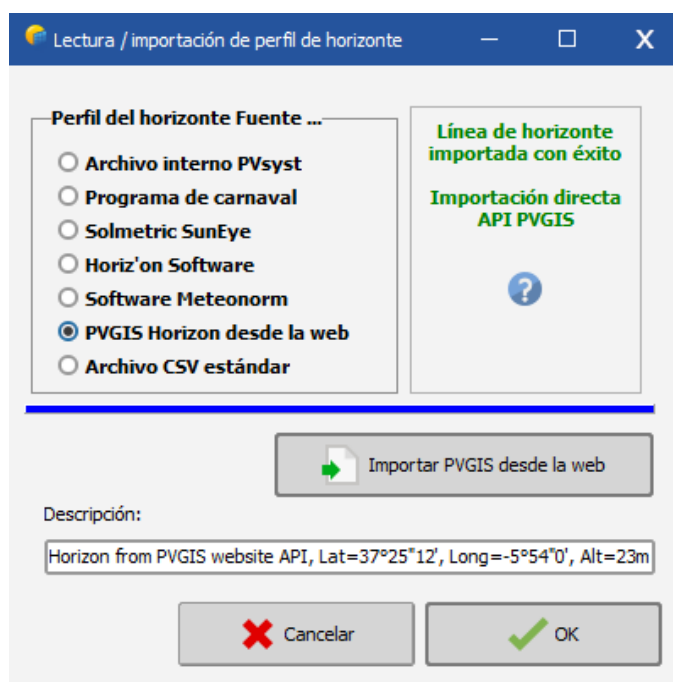


Figura 46. Importación del perfil horizonte

### 2.3.1.5 Sombreados cercanos

En este apartado se tiene en cuenta en la simulación los sombreados cercanos, construcción 3D. Se debe realizar una representación 3D del Sistema fotovoltaico.

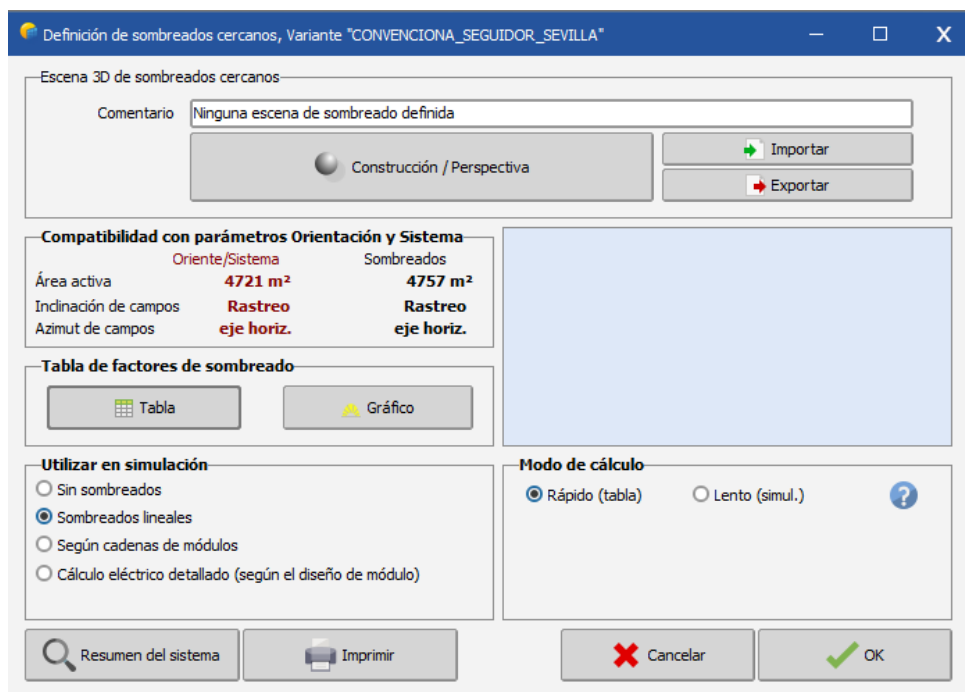


Figura 47. Definición de sombreados cercanos

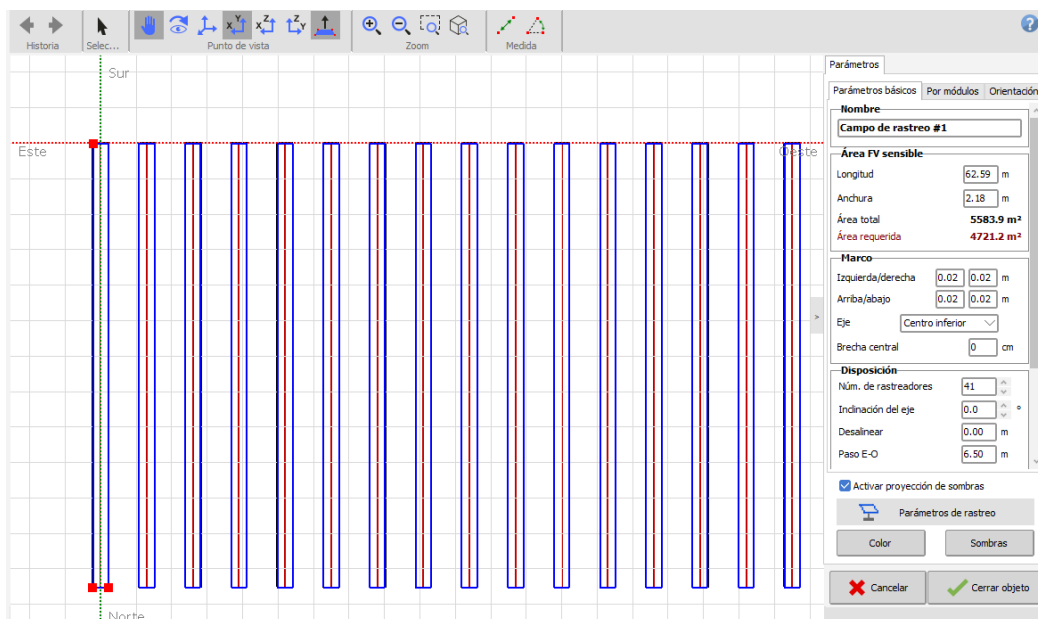


Figura 48. Representación del campo fotovoltaico

Como se muestra en la figura 48, se debe crear un campo FV con las características propias de la simulación. Se selecciona un paso -pitch- de 6.5 m, seguidores de 56 módulos y 41 rastreadores, obteniendo un área prácticamente igual a la requerida. Los módulos se colocan en los seguidores de forma vertical, ya que se aprovecha en mayor medida el espacio.

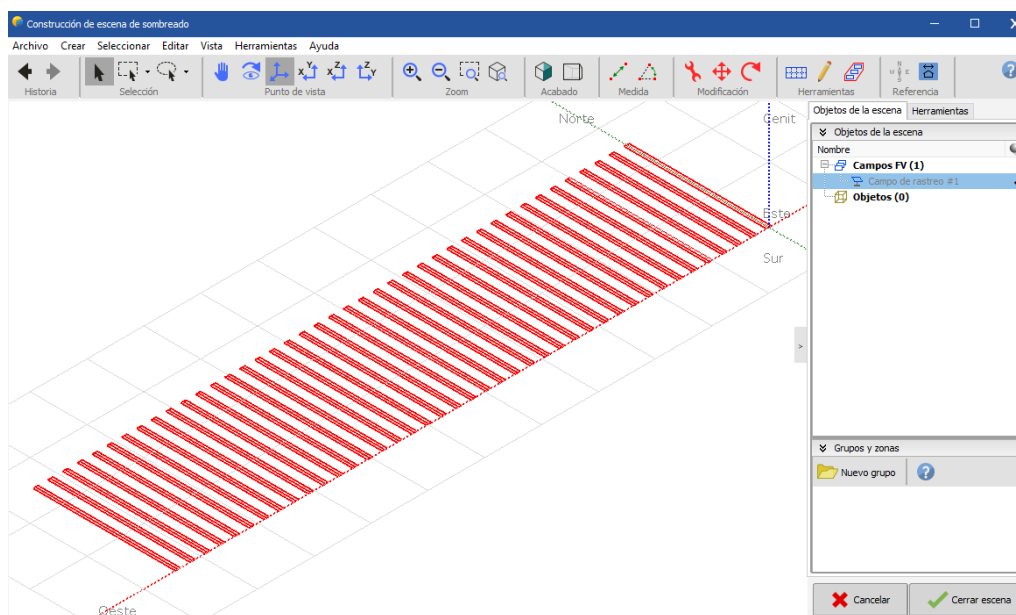


Figura 49. Creación del campo fotovoltaico.

### 2.3.1.6 Informe y conclusiones

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para los meses de mayor producción:

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Producción (MWh)</b>	219,6	225,5	249,6	215,2
<b>PR (%)</b>	0,816	0,797	0,794	0,811

Tabla 5. Producción energética de módulos convencionales en Sevilla

## 2.3.2 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Sevilla (Zona V)

### 2.3.2.1 Orientación

Para esta simulación, se emplea el tipo de campo *Seguidores ilimitados simples (eje horizontal)*. Se realiza un cálculo bidimensional de la radiación incidente para varias posiciones de los seguidores. La simulación interpola los valores cada hora en función de la posición exacta de los trackers. Entre los parámetros de rastreo, destacan los  $\pm 60^\circ$  del ángulo de giro, y la opción del backtracking. En el apartado Rastreador, se obtiene un valor del porcentaje de GRC (*Ground Cover Ratio*) del 31,2% (en todas las simulaciones realizadas este valor rondará el 30%).

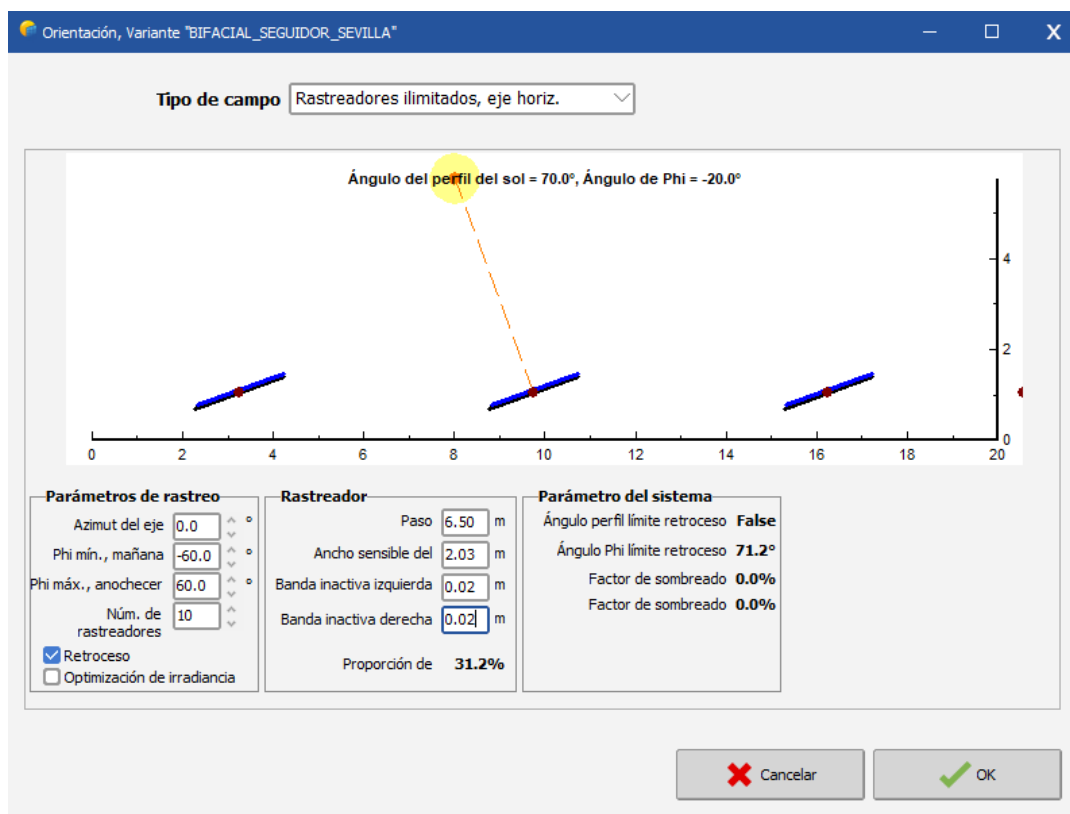


Figura 50: Orientación de la instalación en PVSystem

### 2.3.2.2 Sistema

En el cuadro *Seleccione el módulo FV*, es seleccionado el modelo TSM-DEG18MC-20-(II) de 505 Wp del fabricante Trina Solar (2020). En el cuadro *Seleccione el inversor* se selecciona el modelo SUN2000-185KTL-H1 del fabricante Huawei (2019). En el apartado *Diseñe el conjunto* se introduce el número de módulos fotovoltaicos en serie y el número de cadenas que irán en paralelo. Se obtiene la configuración de 26 módulos en serie y 76 ramales. El software nos informa de que es una configuración correcta y que el inversor no está ni sobredimensionado ni subdimensionado.

Para la definición del sistema bifacial se selecciona el parámetro general de simulación *utilizar cobertizos ilimitados modelo 2D*. En cuanto a la irradiancia incidente en el suelo, se eligen los valores para el albedo de tierra que se muestran en la figura 52. En cuanto a la irradiancia reflejada en la parte trasera, se supone un 5% de factor de sombreado de la estructura. En cuanto al comportamiento del conjunto FV, se supone un factor de pérdidas de desajuste del 10%.

Como se muestra en la figura 53 y para el modelo seleccionado, se elige la altura sobre el suelo de 1,5 m. Como se describe en la memoria, cuánto mayor sea la altura a la que se encuentran los módulos, mayor será la radiación en la parte trasera, aumentando así la eficiencia de los parques bifaciales de generación.



**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
Nombre:   
Oriente: **Rastreadores ilimitados, eje horiz.**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
☒ Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada  kWp  
... o área disponible(módulos)  m<sup>2</sup>

**Seleccione el módulo FV**  
Disponibles ahora:  Filtro:  **Módulo bifacial** ☒ Sistema bifacial  
Trina Solar    
☐ Usar optimizador  
Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **36.8 V**  
Voc (-10°C) **56.7 V**

**Seleccione el inversor**  
Disponibles ahora:  Voltaje de salida 800 V Tri 50Hz ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz  
Huawei Technologies    
Núm. de inversores  ☒ Voltaje de funcionamiento: **600-1500 V** Poder global inversor **875 kWca**  
☐ Utilizar característica multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: **1500 V** **inversor con 9 MPPT**

**Diseñe el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
Mód. en serie  ☒ entre 17 y 26  
Núm. de cadenas   
Pérdida sobrecarga **0.0 %**  
Proporción Pnom **1.14**   
**Núm. de módulos 1976 Área 4762 m<sup>2</sup>**

**Condiciones de operación**  
Vmpp (60°C) 956 V  
Vmpp (20°C) 1112 V  
Voc (-10°C) 1474 V  
Irradia. plano **1000 W/m<sup>2</sup>**  
Imp (STC) 931 A  
Isc (STC) 990 A  
Isc (en STC) 990 A  
Potencia de funcionamiento máx. **926 kW**  
(en 1000 W/m<sup>2</sup> y 50°C)  
**Potencia nom. conjunto (STC) 998 kWp**

Figura 51. Resumen sistema simulación 2

**Definición del sistema bifacial.**

Parámetros generales de simulación **Modelo 2D de rastreadores ilimitados**

**Parámetros generales para todos los modelos**

**Modelo bifacial**  
☐ No utilizar en la simulación  
☐ Utilizar cobertizos ilimitados modelo 2D  
☒ Utilizar rastreadores ilimitados modelo 2D  
Modelos 2D con herramienta pedagógica.  
Otros modelos están actualmente en construcción:  
- Modelo general según la escena en el editor 3D  
- Distribución de irradiancia en la parte trasera

**Irradiancia incidente en el suelo**  
Factor de haz del suelo Desde la posición del sol, modelo  
Factor de tierra difuso  % Del modelo 2D  
Fracción transparente de cober  % no sensible  
Albedo de tierra  ☐ Valores mensual

**Irradiancia reflejada en la parte trasera**  
factor de vista  % Del modelo 2D  
Factor de sombreado de estruc  % (0 = sin sombreados)

**Comportamiento del conjunto FV**  
Factor de pérdida de desajuste  %  
Factor de bifacialidad del módulo  % del módulo FV

Figura 52. Definición del sistema bifacial, parámetros generales de simulación

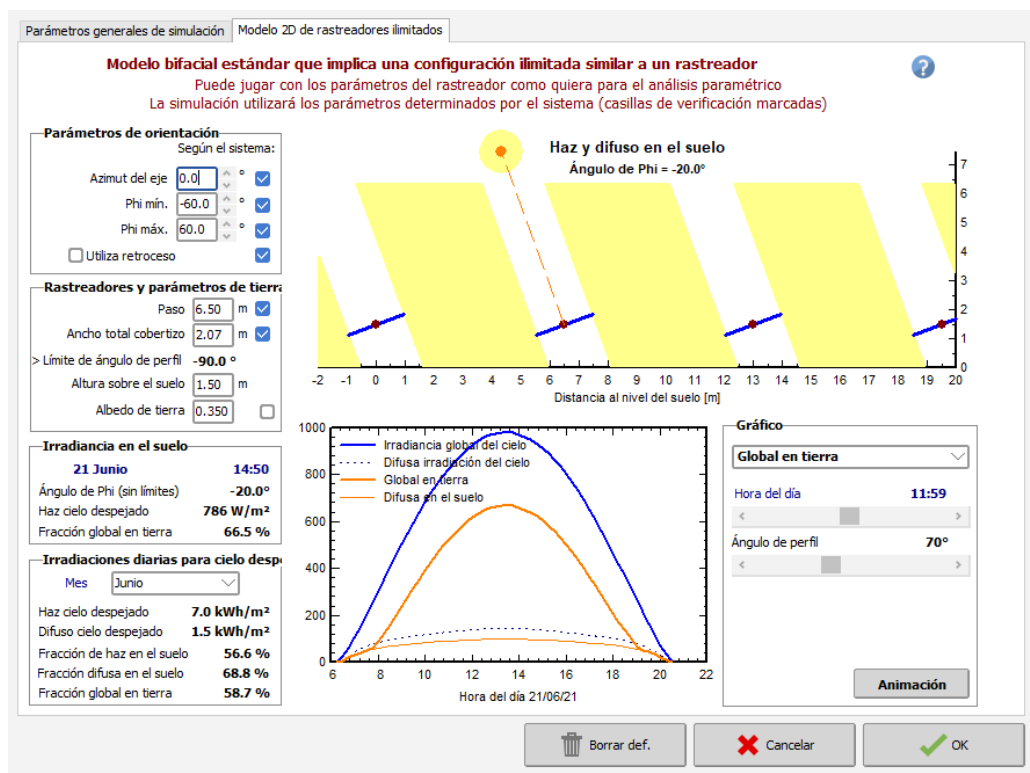


Figura 53. Definición del sistema bifacial, modelo 2D de cobertizos ilimitados

### 2.3.2.3 Pérdidas detalladas, horizonte y sombreados cercanos

Se suponen las mismas hipótesis que en la simulación anterior.

### 2.3.2.1 Informe y conclusiones

En cuanto a los resultados obtenidos, se tienen las siguientes conclusiones:

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Producción (MWh)</b>	244,3	250,8	276,2	239,3
<b>PR (%)</b>	0,901	0,881	0,871	0,877

Tabla 6. Producción energética de módulos bifaciales en Sevilla

### 2.3.2.2 Comparación entre módulos bifaciales y convencionales para la zona V

Si se hace una comparación entre las simulaciones de parques con módulos convencionales y parques con módulos bifaciales montados en seguidor solar, se comprueba que, en los meses de mayor radiación, se producen los aumentos de producción reflejados en la tabla 6 para la ciudad de Sevilla, perteneciente a la zona climática V. Además, puede observarse que se produce un aumento en el Performance Ratio.

Meses	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Aumento de producción energética (%)</b>	11,2%	11,2%	10,8%	11,3%

Tabla 7. Aumento de producción energética en Sevilla

### 2.3.3 Producción fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Madrid (Zona IV)

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Producción (MWh)</b>	209,9	233,1	254,2	226
<b>PR (%)</b>	0,817	0,796	0,792	0,796

Tabla 8. Producción energética de módulos convencionales en Madrid

### 2.3.4 Producción fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Madrid (Zona IV)

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Producción (MWh)</b>	227,5	256,9	278	244,3
<b>PR (%)</b>	0,877	0,869	0,858	0,852

Tabla 9. Producción energética de módulos bifaciales en Madrid

#### 2.3.4.1 Comparación entre módulos convencionales y módulos bifaciales para la zona IV

Se comprueba que, en los meses de mayor radiación, se producen los aumentos de producción reflejados en la tabla 9 para la ciudad de Madrid, perteneciente a la zona climática IV. Además, se produce un aumento en el Performance Ratio.

Meses	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Aumento de producción energética (%)</b>	<b>8,4%</b>	<b>10,2%</b>	<b>9,4%</b>	<b>8,1%</b>

Tabla 10. Aumento de producción energética en Madrid

### 2.3.5 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Barcelona (Zona III)

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Producción (MWh)</b>	214,2	211,6	234,8	192,4
<b>PR (%)</b>	0,83	0,81	0,81	0,79

Tabla 11. Producción energética de módulos bifaciales en Barcelona

### 2.3.6 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Barcelona (Zona III)

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
<b>Producción (MWh)</b>	235	236	257,3	217,3
<b>PR (%)</b>	0,912	0,903	0,886	0,892

Tabla 12. Producción energética de módulos bifaciales en Barcelona

### 2.3.6.1 Comparación entre módulos convencionales y módulos bifaciales para la zona III

Se comprueba que, en los meses de mayor radiación, se producen los aumentos de producción reflejados en la tabla 9 para la ciudad de Barcelona, perteneciente a la zona climática III. Además, puede observarse que se produce un aumento en el Performance Ratio.

Meses	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Aumento de producción energética (%)	9,9%	10,5%	9,8%	10,1%

Tabla 13. Aumento de producción energética en Barcelona

### 2.3.7 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Burgos (Zona II)

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Producción (MWh)	206,8	238,2	264,3	225,7
PR (%)	0,815	0,814	0,805	0,811

Tabla 14. Producción energética de módulos convencionales en Burgos

### 2.3.8 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Burgos (Zona II)

Producción	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Producción (MWh)	232,3	260,8	288,8	249
PR (%)	0,906	0,882	0,871	0,885

Tabla 15. Producción energética de módulos bifaciales en Burgos

### 2.3.8.1 Comparación entre módulos convencionales y módulos bifaciales para la zona II

Se comprueba que, en los meses de mayor radiación, se producen los aumentos de producción reflejados en la tabla 12 para la ciudad de Burgos, perteneciente a la zona climática II. Además, se produce un aumento en el Performance Ratio.

Meses	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Aumento de producción energética (%)	12,3%	9,5%	9,3%	10,3%

Tabla 16. Aumento de producción energética en Burgos

### 2.3.9 Planta fotovoltaica de 1 MWp con módulos convencionales y seguidor solar en Bilbao (Zona I)

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Producción (MWh)	160,1	173,4	168,3	146,2
PR (%)	0,82	0,815	0,806	0,797

Tabla 17. Producción energética de módulos convencionales en Bilbao

### 2.3.10 Producción fotovoltaica de 1 MWp con módulos bifaciales y seguidor solar en Bilbao (Zona I)

	<b>Mayo</b>	<b>Junio</b>	<b>Julio</b>	<b>Agosto</b>
<b>Producción (MWh)</b>	175,4	189,6	184	162,6
<b>PR (%)</b>	0,899	0,891	0,881	0,887

*Tabla 18. Producción energética de módulos bifaciales en Bilbao*

#### 2.3.10.1 Comparación entre módulos convencionales y módulos bifaciales para la zona I

Se comprueba que, en los meses de mayor radiación, se producen los aumentos de producción reflejados en la tabla 18 para la ciudad de Bilbao, perteneciente a la zona climática I. Además, se produce un aumento en el Performance Ratio.

<b>Meses</b>	<b>Mayo</b>	<b>Junio</b>	<b>Julio</b>	<b>Agosto</b>
<b>Aumento de producción energética (%)</b>	<b>9,6%</b>	<b>9,3%</b>	<b>9,5%</b>	<b>11,2%</b>

*Tabla 19. Aumento de producción energética en Bilbao*

### 3 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En este apartado se realiza un estudio de viabilidad económica para una instalación fotovoltaica de autoconsumo en la que se emplearán módulos bifaciales. Se realiza una comparación de estos resultados con los obtenidos en el caso de emplear paneles convencionales, obteniendo conclusiones sobre su rentabilidad en el sentido económico.

Con respecto a las características principales de la instalación, es conocido que la potencia del generador fotovoltaico debe sobredimensionarse con respecto a la nominal, para evitar pérdidas de producción por climatología u otras condiciones adversas -en este caso en un 13%-. Además, estará determinada por la superficie disponible de la cubierta, en este caso 7000 m<sup>2</sup>. Como dato de partida, debe conocerse la curva de demanda del hogar o industria donde vaya a realizarse la instalación. Se supone en este caso un ejemplo teórico para una tarifa de acceso 3.0A.

Para el cálculo de ambas instalaciones, se tomarán los datos mostrados en las siguientes tablas. El ratio de coste depende de muchos factores como la ubicación, consumo, etc. Para una instalación bifacial se supone de 1€/Wp, algo mayor a las convencionales que actualmente ronda un valor de 0,7€/Wp. El ratio de ocupación de terreno será más alto en la instalación bifacial, por lo que la potencia pico para esta instalación será mayor.

Datos comunes a ambas instalaciones		
Parámetros técnicos IFV	Valor	Unidad
Superficie disponible	7.000,00	m <sup>2</sup>
Relación: potencia pico / potencia nominal	1,13	-
Pérdidas anuales de producción	0,8	%

Tabla 20. Datos generales de la instalación

Instalación paneles convencionales		
Parámetros técnicos IFV	Valor	Unidad
Potencia nominal	247.787,61	Wn
Potencia pico	280.000,00	Wp
Ratio de ocupación del terreno	40,00	Wp/m2
Ratio de coste	0,7	€/Wp
Inversión material	196.000	€
Instalación paneles bifaciales		
Parámetros técnicos IFV	Valor	Unidad
Potencia nominal	309.734,51	Wn
Potencia pico	350.000,00	Wp
Ratio de ocupación del terreno	50,00	Wp/m2
Ratio de coste	1	€/Wp
Inversión material	350.000	€

Tabla 21. Ratios de coste de las instalaciones

### 3.1 CÁLCULO DE LAS ENTRADAS (INGRESOS)

#### 3.1.1 Autoconsumo

Se calcula el autoconsumo mediante el producto del precio de la energía autoconsumida (0,082€/kWh) y la producción eléctrica generada por la instalación fotovoltaica. El valor de la energía producida para el año cero es conocido, y para los siguientes años se tiene en cuenta las pérdidas anuales de producción.

1	2	3	4	5	6	7	8
457.219	453.561	449.932	446.333	442.762	439.220	435.706	432.221
9	10	11	12	13	14	15	Años
428.763	425.333	421.930	418.555	415.206	411.885	408.590	<b>Producción eléctrica (kWh)</b>

Tabla 22. Producción eléctrica anual

1	2	3	4	5	6	7	8
37.321,39	38.855,44	40.452,56	42.115,32	43.846,43	45.648,69	47.525,04	49.478,50
9	10	11	12	13	14	15	Años
51.512,27	53.629,63	55.834,02	58.129,02	60.518,36	63.005,90	65.595,70	<b>Autoconsumo (€)</b>

Tabla 23. Autoconsumo anual

#### 3.1.2 Venta de excedentes

Para la venta de excedentes, se multiplican los excedentes fotovoltaicos -la resta positiva entre la energía demandada y la energía producida, por ejemplo, los fines de semana- por el precio de la energía producida FV: 0,045€/kWh.

1	2	3	4	5	6	7	8
27.769	27.547	27.327	27.108	26.891	26.676	26.463	26.251
9	10	11	12	13	14	15	Años
26.041	25.833	25.626	25.421	25.218	25.016	24.816	<b>Excedentes (kWh)</b>

Tabla 24. Excedentes anuales

1	2	3	4	5	6	7	8
1.249,62	1.300,98	1.354,46	1.410,13	1.468,10	1.528,44	1.591,27	1.656,67
9	10	11	12	13	14	15	Años
1.724,77	1.795,66	1.869,47	1.946,32	2.026,32	2.109,61	2.196,32	<b>Venta excedentes (€)</b>

Tabla 25. Venta de excedentes anuales

### 3.1.3 Total ingresos

1	2	3	4	5	6	7	8
38.571,01	40.156,43	41.807,02	43.525,45	45.314,52	47.177,13	49.116,30	51.135,18
9	10	11	12	13	14	15	Años
53.237,04	55.425,29	57.703,49	60.075,34	62.544,68	65.115,51	67.792,02	<b>TOTAL ENTRADAS (€)</b>

Tabla 26. Total entradas anuales

## 3.2 CÁLCULO DE LAS SALIDAS (GASTOS)

Para los gastos, se supone un gasto de mantenimiento en el año 0 de 1000€, 800€ de seguro y 280€ de reparación.

### 3.2.1 Mantenimiento

1	2	3	4	5	6	7	8
1.000,00	1.010,00	1.020,10	1.030,30	1.040,60	1.051,01	1.061,52	1.072,14
9	10	11	12	13	14	15	Años
1.082,86	1.093,69	1.104,62	1.115,67	1.126,83	1.138,09	1.149,47	<b>Mantenimiento (€)</b>

Tabla 27. Gastos mantenimiento anual

### 3.2.2 Seguro

1	2	3	4	5	6	7	8
800,00	808,00	816,08	824,24	832,48	840,81	849,22	857,71
9	10	11	12	13	14	15	Años
866,29	874,95	883,70	892,53	901,46	910,47	919,58	<b>Seguro (€)</b>

Tabla 28. Gastos seguro anual

### 3.2.3 Reparaciones

1	2	3	4	5	6	7	8
280,00	282,80	856,88	865,45	874,11	882,85	891,68	900,59
9	10	11	12	13	14	15	Años
909,60	918,70	2.165,06	2.186,71	2.208,57	2.230,66	2.252,97	<b>Reparaciones (€)</b>

Tabla 29. Gastos reparaciones anual



### 3.2.4 Tasas e impuestos

Se calculan como el 7% de la venta a red de excedentes.

1	2	3	4	5	6	7	8
87,47	91,07	94,81	98,71	102,77	106,99	111,39	115,97
9	10	11	12	13	14	15	Años
120,73	125,70	130,86	136,24	141,84	147,67	153,74	<b>Impuestos (€)</b>

Tabla 30. Tasas e impuestos

### 3.2.5 Total gastos

El punto de conexión supone unos gastos de 450€ que se incluyen en el año 0 junto con el coste de inversión de material.

0	1	2	3	4	5	6	7	8
- 280.450	-2167,47	-2191,87	-2787,88	-2818,70	-2849,96	-2881,66	-2913,80	-2946,40
9		10	11	12	13	14	15	Años
-2979,48		-3013,03	-4284,24	-4331,15	-4378,70	-4426,90	-4475,76	<b>TOTAL SALIDAS (€)</b>

Tabla 31. Total gastos anuales para instalación bifacial

0	1	2	3	4	5	6	7	8
- 196.450	-2083,47	-2107,03	-2530,81	-2559,07	-2587,73	-2616,80	-2646,30	-2676,23
9		10	11	12	13	14	15	Años
-2706,60		-2737,42	-3634,72	-3675,14	-3716,13	-3757,70	-3799,87	<b>TOTAL SALIDAS (€)</b>

Tabla 32. Total gastos anuales para instalación convencional

## 3.3 CASH FLOW

### 3.3.1 Cash Flow

Para el calculo del Cash Flow, se restan los gastos a los ingresos obtenidos.

0	1	2	3	4	5	6	7	8
- 280.450	36.403,53	37.964,56	39.019,14	40.706,75	42.464,56	44.295,48	46.202,50	48.188,77
9	10	11	12	13	14	15	Años	
50.257,56	52.412,27	53.419,26	55.744,19	58.165,97	60.688,61	63.316,26	<b>Cash Flow</b>	

Tabla 33. Cash Flow anual instalación bifacial

0	1	2	3	4	5	6	7	8
- 196.450	36.487,53	38.049,40	39.276,21	40.966,39	42.726,80	44.560,33	46.470	48.458,95
9	10	11	12	13	14	15	Años	
50.530,44	52.412,27	53.419,26	55.744,19	58.165,97	60.688,61	63.316,26	<b>Cash Flow</b>	

Tabla 34. Cash Flow anual instalación convencional

### 3.3.2 Cash Flow acumulado

0	1	2	3	4	5	6	7	8
-280.450	-244.046	-206.081	-167.062,7	-126.356,0	-83.891,45	-39.595,98	<b>6.606,52</b>	54.795,29
9	10	11	12	13	14	15	Años	
105.052,86	157.465	210.884,4	266.628,57	324.794,54	385.483,15	448.799,41	<b>Cash Flow Acumulado</b>	

Tabla 35. Cash Flow acumulado anual instalación bifacial

0	1	2	3	4	5	6	7	8
-196.450	-159.962	-121.913	-82.636,9	-41.670,5	<b>1.056,3</b>	45.616	92.086	140.545,6
9	10	11	12	13	14	15	Años	
191.076	243.763	297.832,7	354.232,9	413.061	474.419	538.411	<b>Cash Flow Acumulado</b>	

Tabla 36. Cash Flow acumulado anual instalación convencional

### 3.3.3 Cálculo del VAN y del TIR

$$VAN = \sum \frac{F_t}{(1+k)^n} - I_o$$

$$TIR = \sum \frac{F_n}{(1+k_{TIR})^n} = 0$$

Donde  $I_o$ : inversión inicial

$k$ : tasa de descuento

$F_t$ : flujos de caja

$n$ : años de duración del proyecto

## 3.4 RESULTADOS OBTENIDOS

Del estudio económico realizado se obtienen las siguientes conclusiones:

- Se comprueba que la instalación bifacial tarda **dos años más** en recuperar la inversión inicial, aunque se mantiene dentro de un rango lógico y tolerable.
- Este valor añadido se ve compensado por el aumento de potencia de un 25%, que supone un aumento en el **ahorro acumulado de 78.645 €** en un periodo de 15 años.
- Cubriendo toda la superficie disponible, la instalación convencional consigue una menor potencia pico que la instalación bifacial, por lo que se ahorra espacio -o se aprovecha en mayor forma-: la instalación convencional necesitaría de 1750 m<sup>2</sup> para conseguir la misma potencia que la instalación bifacial.
- El **Valor Actual Neto (VAN)** es algo mayor en la instalación bifacial, suponiendo una mejora en **20.000 €**. Sin embargo, la **Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)** es mayor para la instalación convencional, obteniéndose un valor del 20,61%.

RESULTADOS INSTALACIÓN BIFACIAL	
VAN	361.329,01 €
TIR	14,55%
Pay Back	6
Ahorro Acumulado	617.056,33 €

Tabla 37. Resultados obtenidos instalación bifacial

RESULTADOS INSTALACIÓN CONVENCIONAL	
VAN	341.547,05 €
TIR	20,61%
Pay Back	4
Ahorro Acumulado	538.411,40 €

Tabla 38. Resultados obtenidos instalación convencional

Como conclusión final al estudio, se corrobora la idea de viabilidad económica para este tipo de instalaciones, suponiendo una mayor inversión inicial pero alcanzándose valores de ahorro mayores a los convencionales en periodos de más de 10 años típicos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

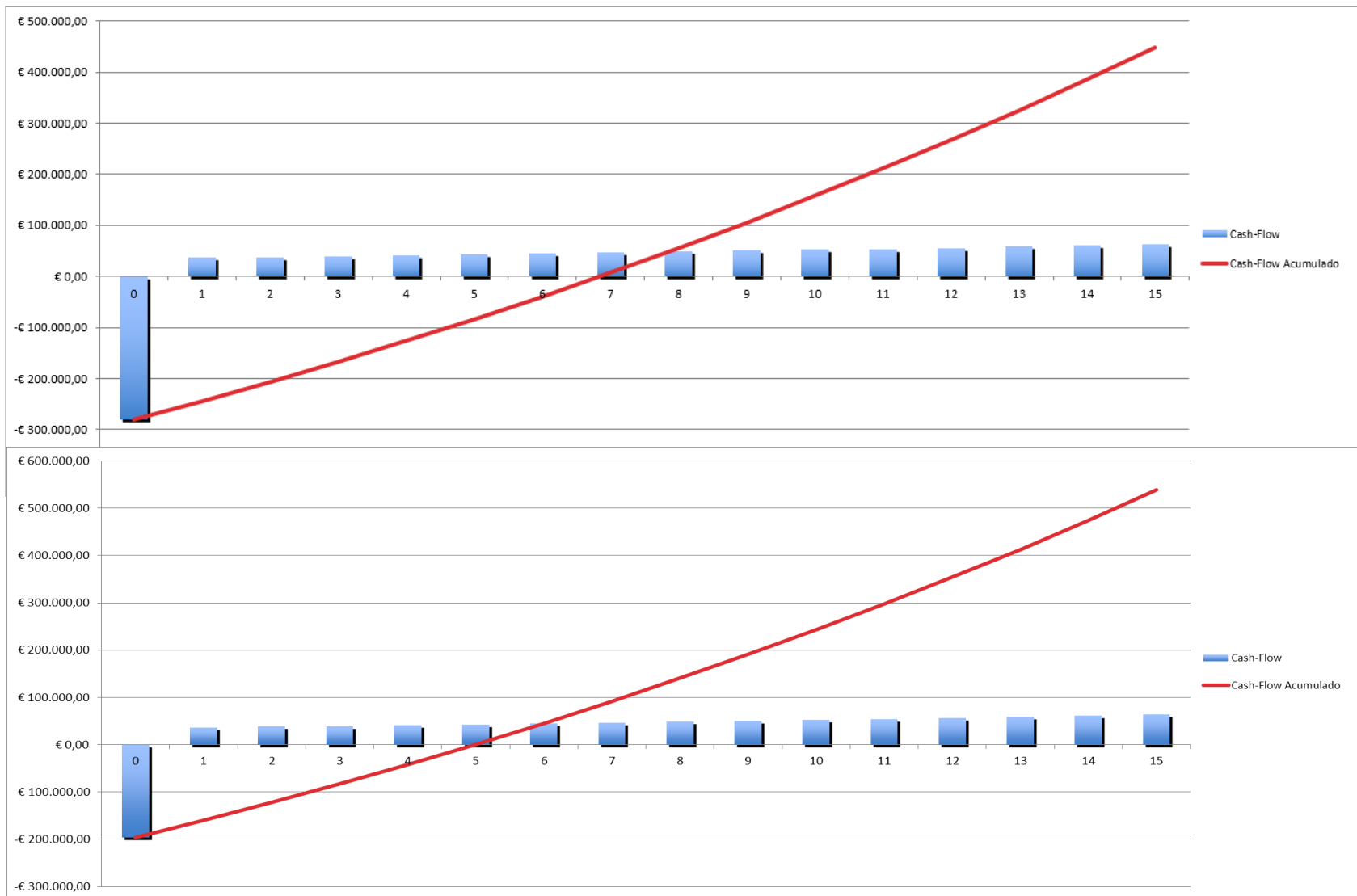


Figura 54. Gráfica de Cash Flow acumulado en el periodo de 15 años para ambas instalaciones

## 4 CONCLUSIONES

---

El propósito de este Trabajo Fin de Máster se basa en la realización de un estudio sobre el empleo de la tecnología bifacial en los módulos fotovoltaicos. Para ello, se realizan una serie de simulaciones comparativas para las diferentes zonas climáticas de nuestro país entre parques de módulos convencionales y parques bifaciales. Estas simulaciones están sujetas a unas condiciones determinadas que se explican en el desarrollo de la memoria.

Como conclusiones principales a este estudio comparativo, se obtienen una serie de aumentos en las producciones de energía obtenidas mediante el uso de módulos fotovoltaicos bifaciales: para las diferentes zonas climáticas de nuestro país, los aumentos de producción variarán entre un 8 y un 11%, según las condiciones que se han supuesto para estas simulaciones. Estas mejoras se ven beneficiadas con la combinación del empleo de seguidores solares y paneles bifaciales. Además, el Performance Ratio en las instalaciones bifaciales es siempre mayor al de las convencionales.

Las conclusiones obtenidas casan en gran medida con las que se plantean en el artículo de Energética Magazines realizado por Next Tracker, *Cuantificación de las ganancias de la tecnología bifacial*, en el que se afirma que: *Estas ganancias bifaciales adicionales son del orden del 5 % al 7 % en condiciones de albedo bajo (20 %) y del 10 % al 12 % en condiciones de albedo alto (≈50 %).* [33]

Sin embargo, hay que tener en cuenta que, tras realizar simulaciones con suposiciones teóricas mediante PVsyst y antes de ejecutar una instalación fotovoltaica con módulos bifaciales, es necesario comprobar que los resultados obtenidos se corresponden con la realidad. Para ello, deben realizarse mediciones en campo de las cuales se obtienen los valores reales que condicionarán la instalación: principalmente el albedo real de la superficie, la radiación real reflejada, etc. Para conseguir modelos precisos se requieren parámetros de entrada calibrados y específicos de la estructura. Estos datos se introducirán en el software de cálculo y se obtendrán finalmente los valores de producción reales. Es decir, económicamente hablando, serán datos fiables a la hora de realizar una inversión.

A lo largo de la memoria se describen todas las ventajas que supone la elección de módulos bifaciales en los parques fotovoltaicos y los resultados que se están obteniendo en los primeros parques construidos en nuestro país están siendo buenamente satisfactorios. Una de las problemáticas más importantes que puede llegar a resolver en gran parte la tecnología bifacial es la de la ocupación de suelo agrario. Cada vez más parcelas -sobre todo las cercanas a subestaciones eléctricas- van a ser ocupadas por parques fotovoltaicos en los próximos años, además de que imposibilita las actividades agrícolas y ganaderas. El empleo de módulos bifaciales supondría una reducción de la ocupación de suelo, originando parques más compactos y eficientes, energética y ocupacionalmente. Ésta y muchas otras razones de peso convierten a la tecnología bifacial en el camino futuro hacia el avance sostenible y tecnológico.

# 5 ANEXOS

---

## 5.1 Informes obtenidos

A continuación, se muestran los informes obtenidos por el software de simulación PVSyst, herramienta principal empleada para la realización de este estudio comparativo.

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_SEVILLA

Variant: CONVENCIONA\_SEGUIDOR\_SEVILLA

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

Sevilla - España

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:05  
with v7.1.4

**Project summary****Geographical Site**

Sevilla

España

**Situation**

Latitude 37.42 °N

Longitude -5.90 °W

Altitude 23 m

Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.20

**Meteo data**

Sevilla

Meteonorm 6.1 - Synthetic

**System summary****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules

1976 units

Pnom total

998 kWp

**Inverters**

Nb. of units

5 units

Pnom total

875 kWac

Pnom ratio

1.140

**Results summary**

Produced Energy	1917 MWh/year	Specific production	1921 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.63 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:05  
with v7.1.4

**General parameters****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

**Backtracking strategy**

Nb. of trackers 41 units

Single array

**Sizes**

Tracker Spacing 6.50 m

Collector width 2.02 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 31.1 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

**Backtracking limit angle**

Phi limits +/- 71.3 °

**Models used**

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

**Horizon**

Free Horizon

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics****PV module**

Manufacturer

Generic

Model

TSM-DE18M-(II)-505

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

505 Wp

Number of PV modules

1976 units

Nominal (STC)

998 kWp

Modules

76 Strings x 26 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp

908 kWp

U mpp

1017 V

I mpp

893 A

**Total PV power**

Nominal (STC)

998 kWp

Total

1976 modules

Module area

4721 m<sup>2</sup>**Inverter**

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-185KTL-H1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

175 kWac

Number of inverters

5 units

Total power

875 kWac

Operating voltage

550-1500 V

Max. power (=&gt;30°C)

185 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.14

**Total inverter power**

Total power

875 kWac

Nb. of inverters

5 units

Pnom ratio

1.14

**Array losses****Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>KUv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s**DC wiring losses**

Global array res. 3.8 mΩ

Loss Fraction 0.3 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.5 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.5 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:

10/02/21 14:05

with v7.1.4

**System losses****Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 4.0 W/kW

0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses****Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri

Loss Fraction 1.0 % at STC

**Inverter: SUN2000-185KTL-H1**Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>

Average wires length 87 m

**AC losses in transformers****MV transfo**

Grid Voltage 20 kV

**Operating losses at STC**

Nominal power at STC (PNomac) 984 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 0.98 kW

Loss Fraction 0.1 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 6.50 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

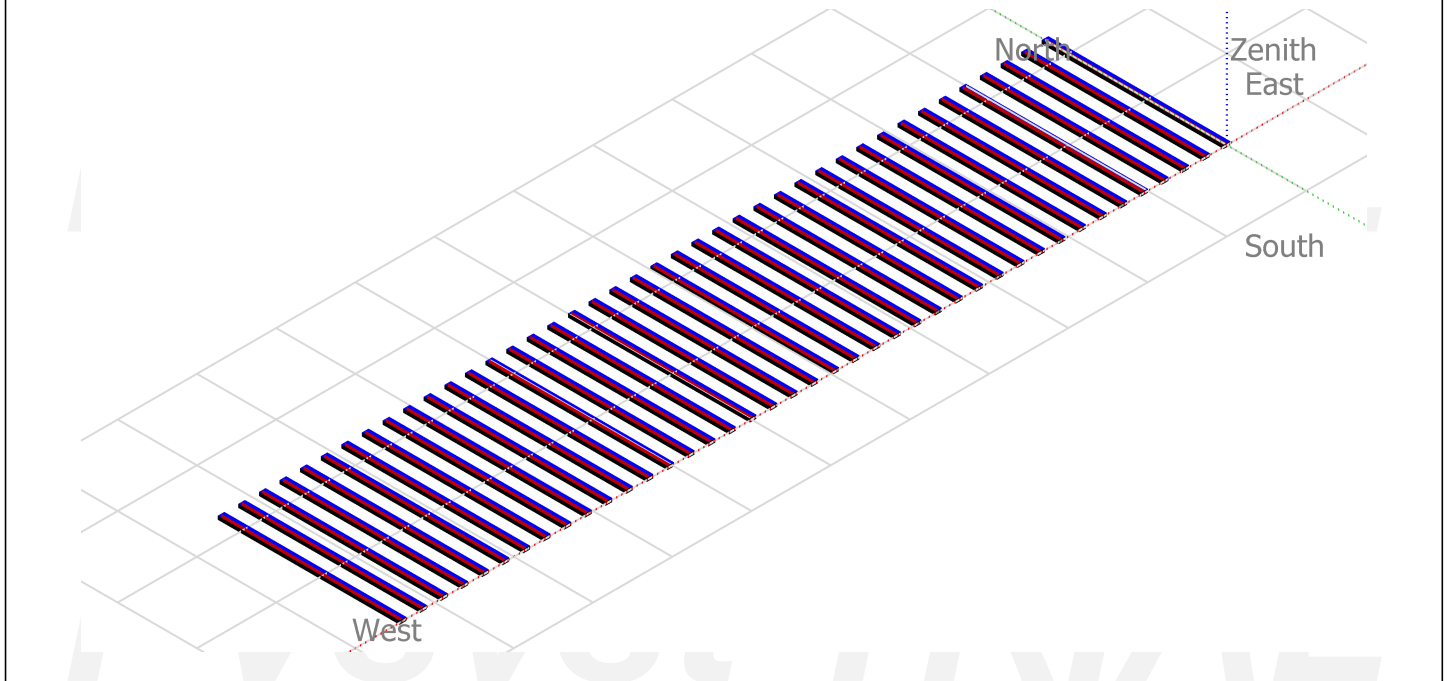


**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:05  
with v7.1.4

**Near shadings parameter**

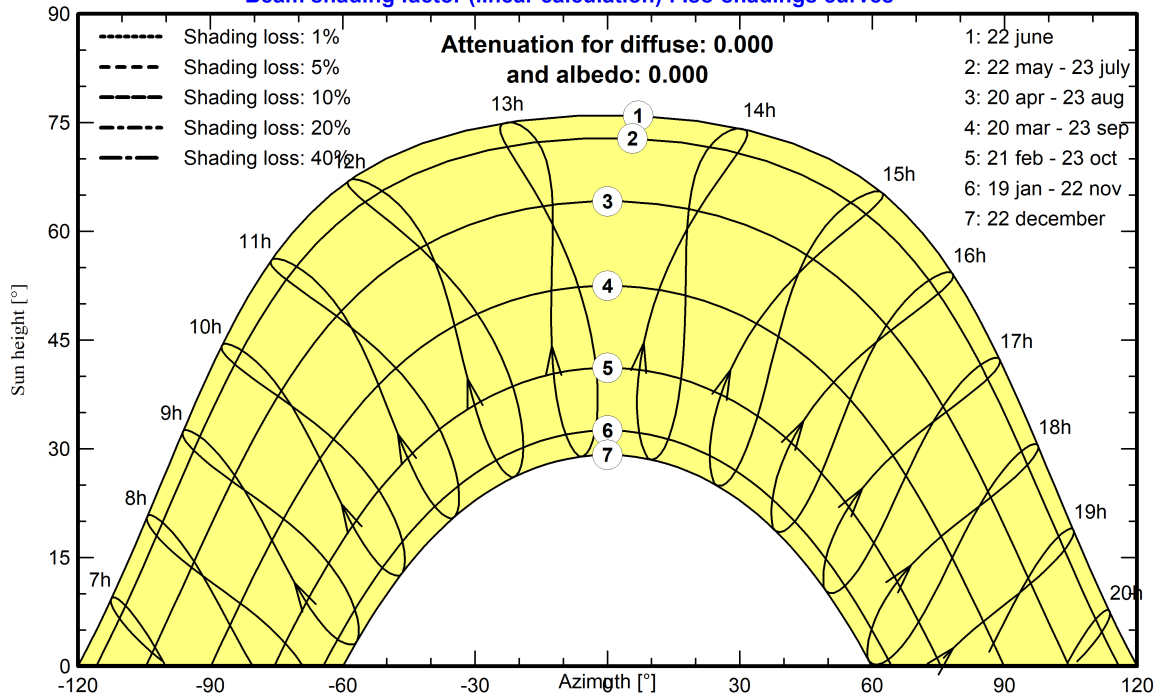
**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

**CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_SEVILLA**

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:05  
with v7.1.4

## Main results

## System Production

Produced Energy

1917 MWh/year

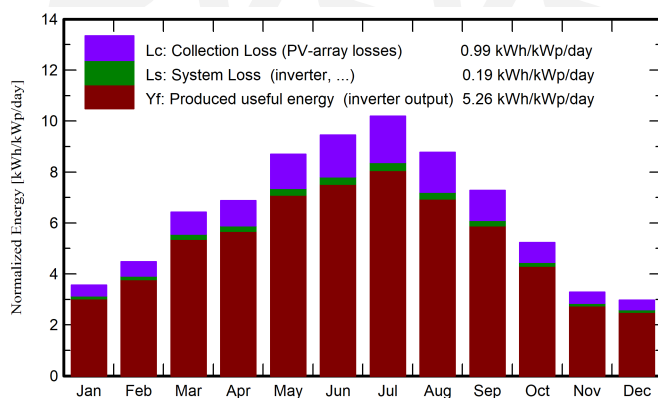
Specific production

1921 kWh/kWp/year

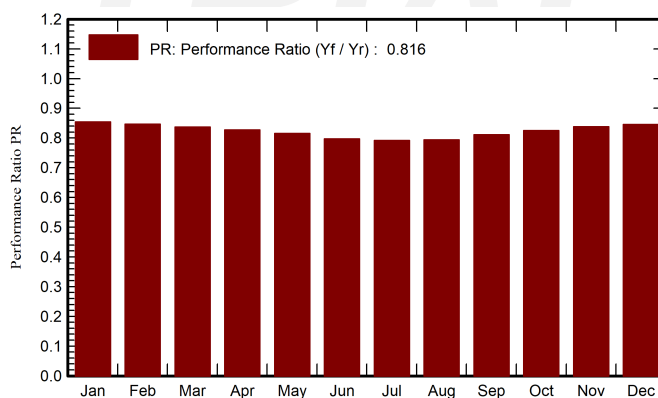
Performance Ratio PR

81.63 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	78.0	26.10	11.41	110.4	103.0	97.4	94.0	0.854
February	91.4	35.12	13.11	125.4	117.6	109.7	106.0	0.847
March	145.7	50.02	16.61	199.0	188.1	172.3	166.2	0.837
April	160.6	76.22	18.31	206.2	194.3	176.4	170.3	0.827
May	205.3	81.05	21.71	269.8	255.7	227.7	219.6	0.816
June	215.9	78.18	26.81	283.5	269.1	234.0	225.5	0.797
July	235.1	64.95	28.31	315.9	300.9	259.2	249.6	0.792
August	201.6	70.05	28.31	271.8	257.9	223.2	215.2	0.794
September	161.2	54.78	24.91	218.3	206.8	183.1	176.6	0.811
October	119.8	44.03	20.51	162.0	152.5	138.3	133.5	0.825
November	74.9	36.53	14.91	98.7	91.7	85.5	82.5	0.838
December	66.9	27.61	12.21	92.0	85.1	80.5	77.7	0.846
Year	1756.3	644.67	19.80	2353.1	2222.7	1987.3	1916.8	0.816

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

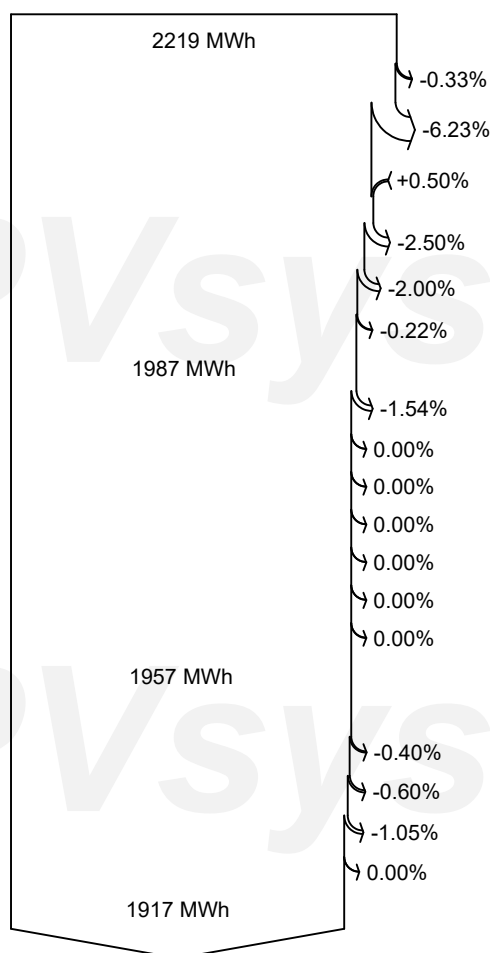
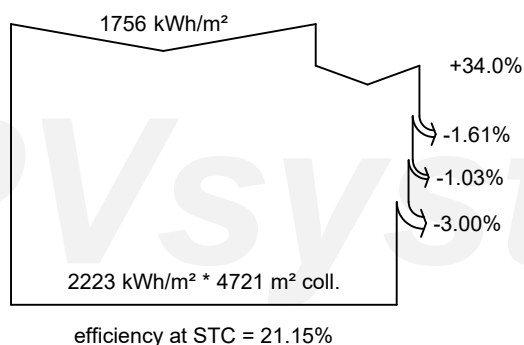
PR Performance Ratio



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:05  
with v7.1.4

## Loss diagram



## Global horizontal irradiation

## Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

## Effective irradiation on collectors

PV conversion

## Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

## Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

## Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

## Energy injected into grid



**PVsyst V7.1.4**

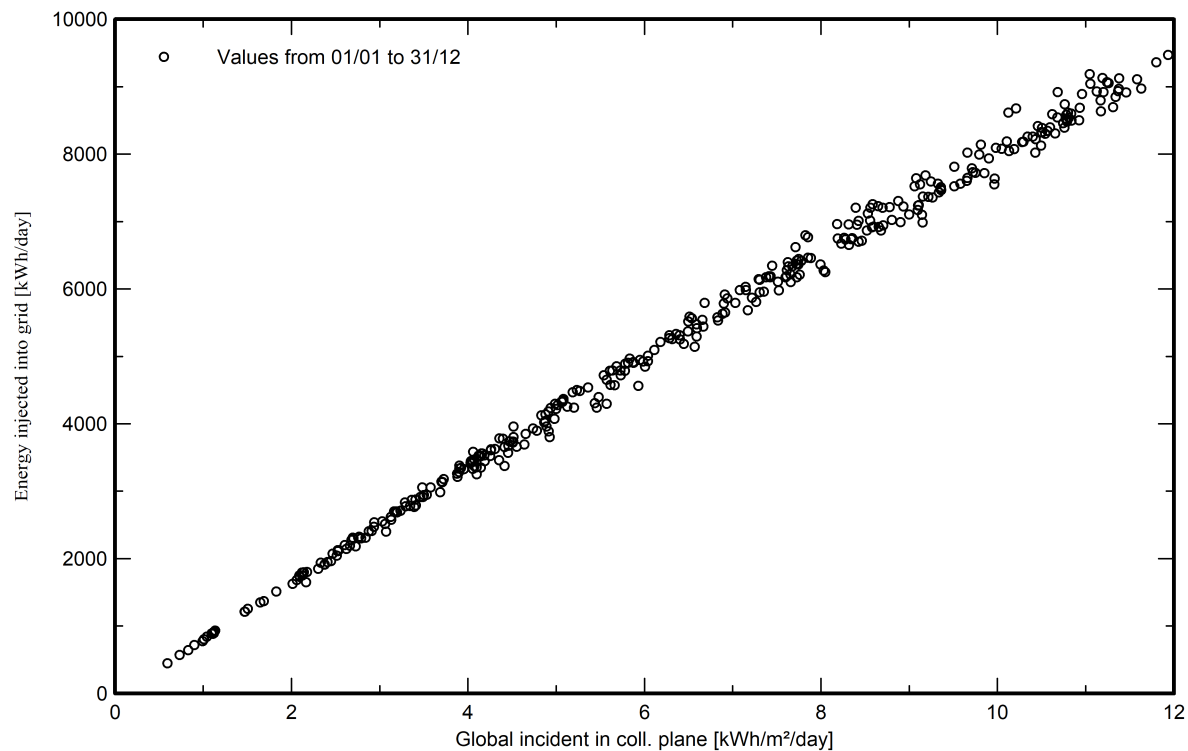
VC0, Simulation date:

10/02/21 14:05

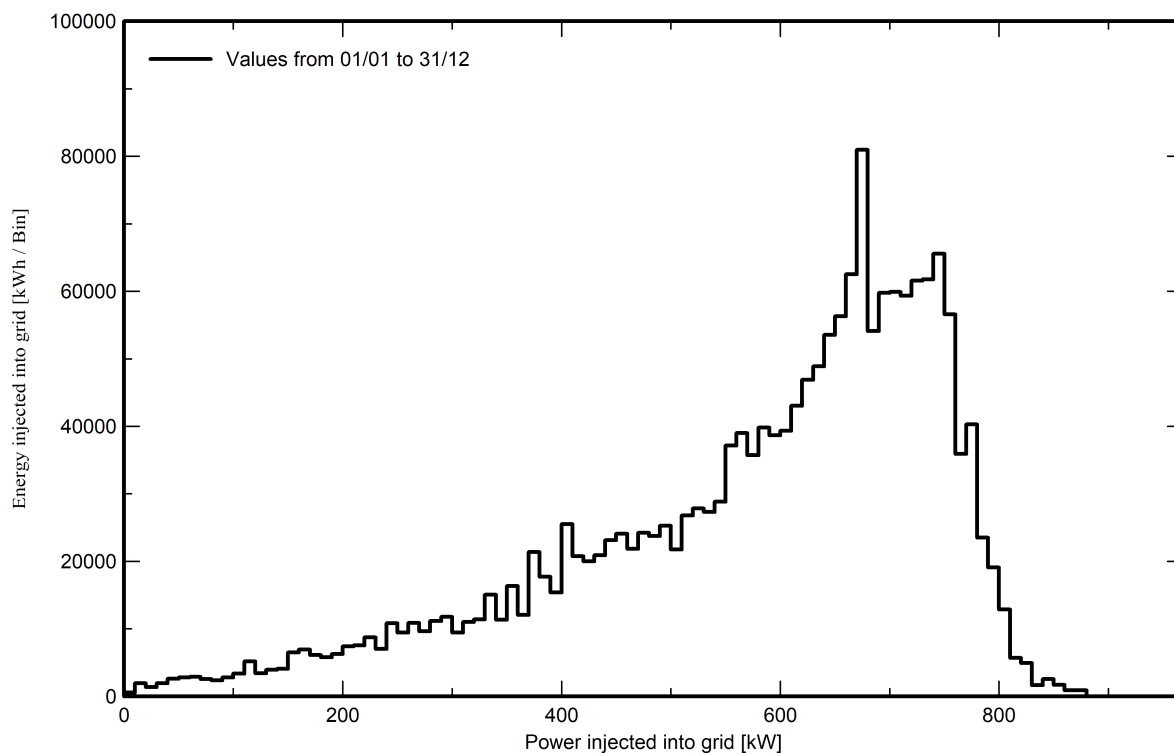
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: BIFACIAL\_SEGUIDOR\_SEVILLA

Variant: BIFACIAL\_SEGUIDOR\_rev01

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

Sevilla - España

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 13:57  
with v7.1.4

**Project summary****Geographical Site**

Sevilla

España

**Situation**

Latitude 37.42 °N

Longitude -5.90 °W

Altitude 23 m

Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.30

**Meteo data**

Sevilla

Meteonorm 6.1 - Synthetic

**System summary****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules

1976 units

Pnom total

998 kWp

**Inverters**

Nb. of units

5 units

Pnom total

875 kWac

Pnom ratio

1.140

**Results summary**

Produced Energy	2134 MWh/year	Specific production	2139 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	90.29 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 13:57  
with v7.1.4

## General parameters

## Grid-Connected System

## Trackers single array, with backtracking

## PV Field Orientation

## Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

## Backtracking strategy

Nb. of trackers 41 units  
Single array

## Sizes

Tracker Spacing 6.50 m  
Collector width 2.03 m  
Ground Cov. Ratio (GCR) 31.2 %  
Top inactive band 0.02 m  
Bottom inactive band 0.02 m

## Backtracking limit angle

Phi limits +/- 71.2 °

## Models used

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonorm  
Circumsolar separate

## Horizon

Free Horizon

## Near Shadings

Linear shadings

## User's needs

Unlimited load (grid)

## Bifacial system

Model 2D Calculation  
unlimited trackers

## Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.50 m  
Tracker width 2.07 m  
Backtracking limit angle 71.2 °  
GCR 31.9 %  
Axis height above ground 2.10 m

## Bifacial model definitions

Ground albedo 0.35  
Bifaciality factor 69 %  
Rear shading factor 5.0 %  
Rear mismatch loss 10.0 %  
Module transparency 0.0 %

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer Generic  
Model TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 505 Wp  
Number of PV modules 1976 units  
Nominal (STC) 998 kWp  
Modules 76 Strings x 26 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp 926 kWp  
U mpp 994 V  
I mpp 931 A

## Total PV power

Nominal (STC) 998 kWp  
Total 1976 modules  
Module area 4762 m²

## Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-185KTL-H1  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 175 kWac  
Number of inverters 5 units  
Total power 875 kWac  
Operating voltage 550-1500 V  
Max. power (=>30°C) 185 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.14

## Total inverter power

Total power 875 kWac  
Nb. of inverters 5 units  
Pnom ratio 1.14



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 13:57  
with v7.1.4

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## DC wiring losses

Global array res. 3.5 mΩ

Loss Fraction 0.3 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 1.5 % at MPP

## Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

## System losses

## Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW

0.0 kW from Power thresh.

## AC wiring losses

## Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri

Loss Fraction 1.0 % at STC

## Inverter: SUN2000-185KTL-H1

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>

Average wires length 87 m

## AC losses in transformers

## MV transfo

Grid Voltage 20 kV

## Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 1000 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 1.00 kW

Loss Fraction 0.1 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 6.40 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

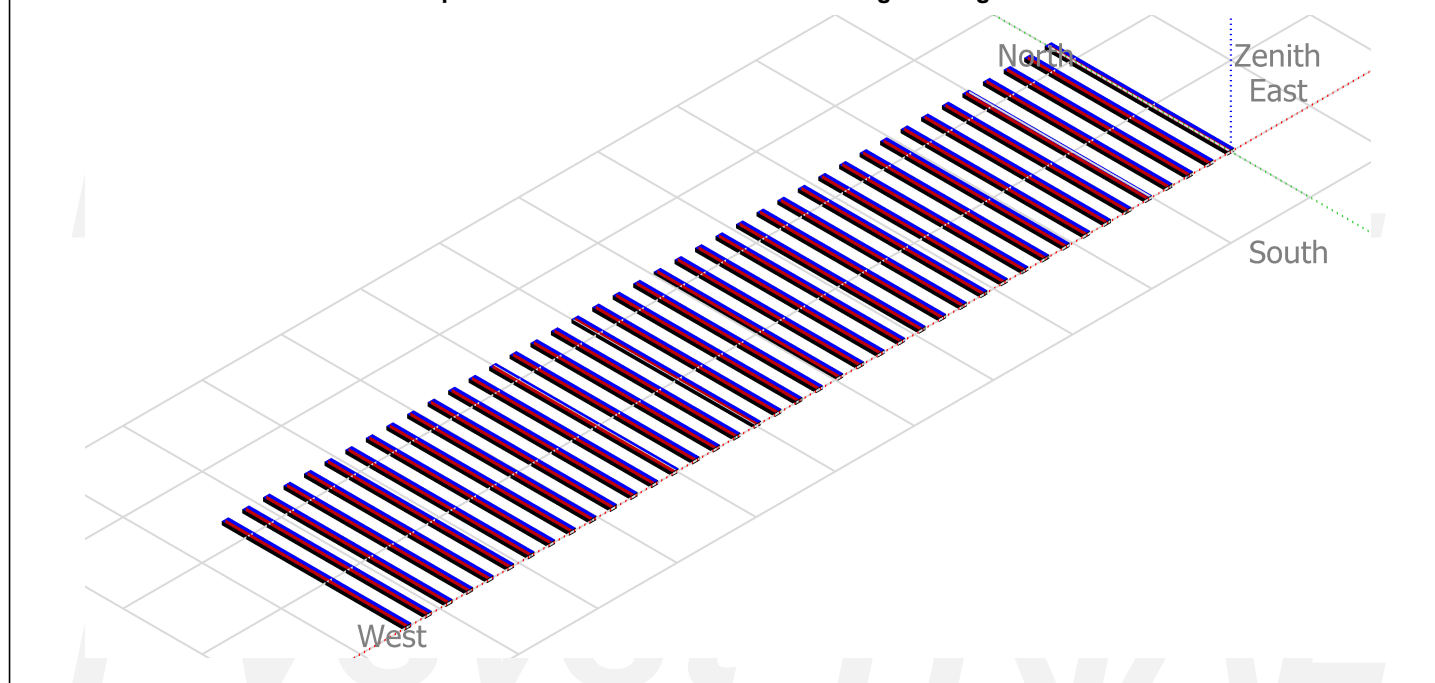


**PVsyst V7.1.4**

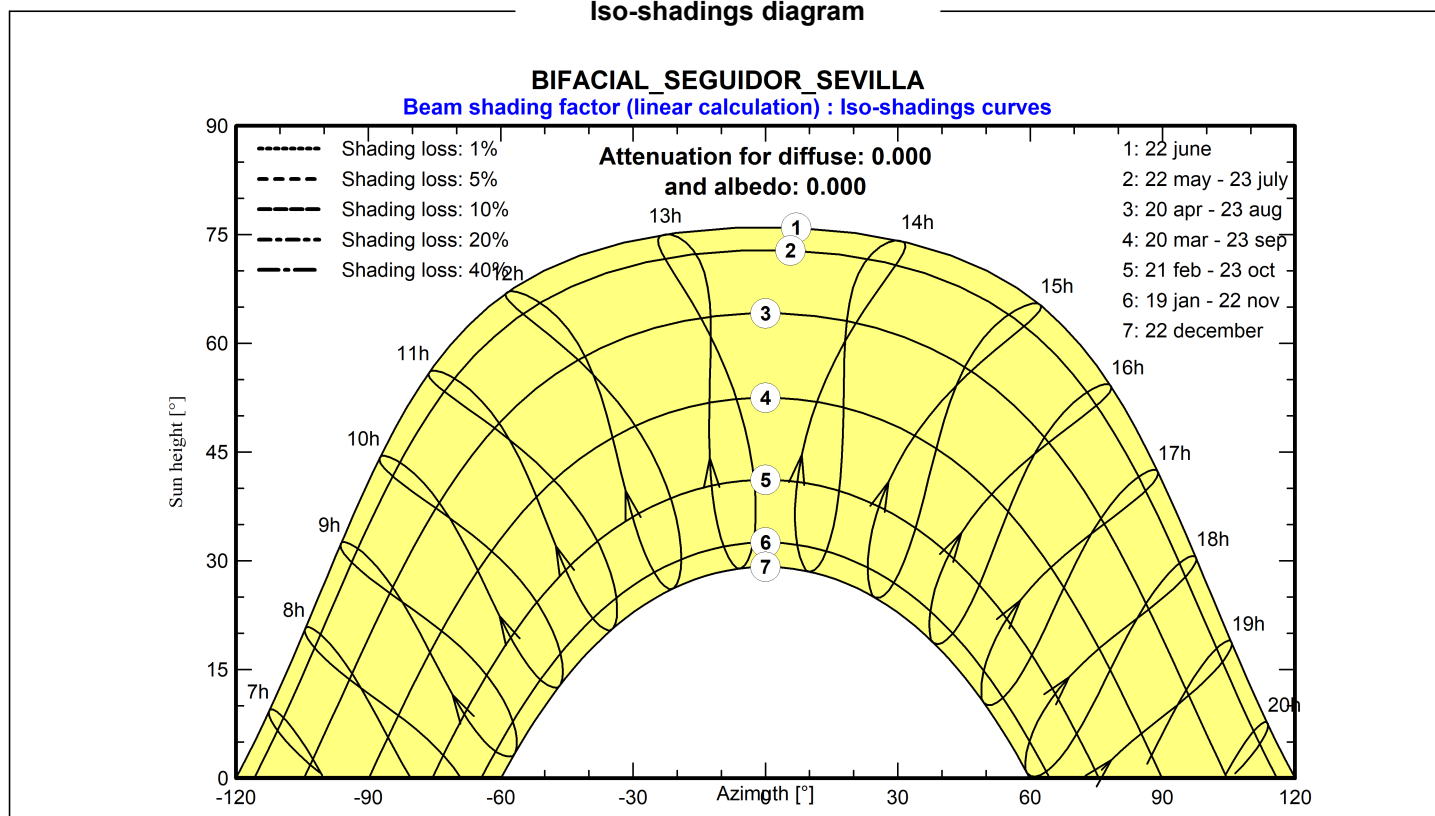
VC0, Simulation date:  
10/02/21 13:57  
with v7.1.4

**Near shadings parameter**

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 13:57  
with v7.1.4

## Main results

## System Production

Produced Energy

2134 MWh/year

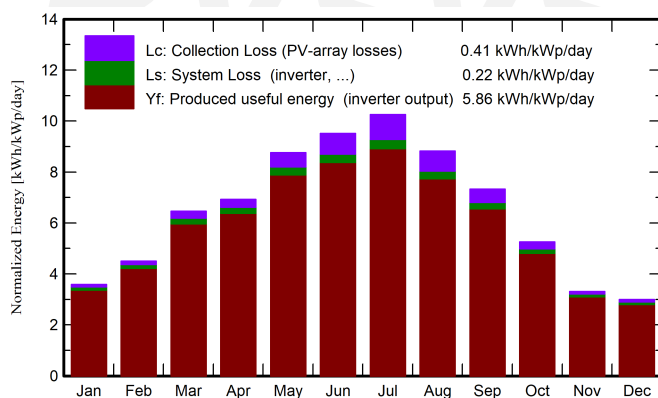
Specific production

2139 kWh/kWp/year

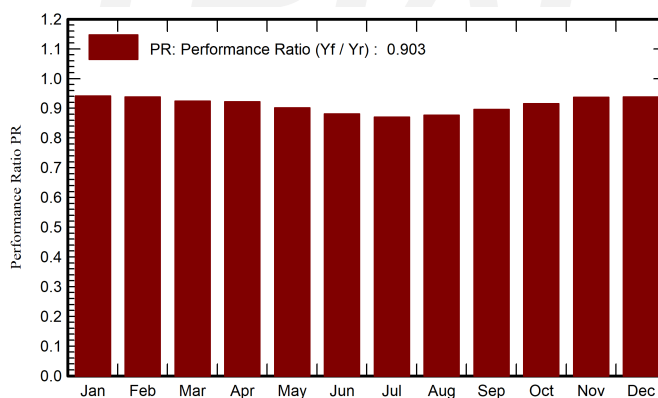
Performance Ratio PR

90.29 %

## Normalized productions (per installed kWp)



## Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	78.0	26.10	11.41	111.1	104.0	108.1	104.4	0.942
February	91.4	35.12	13.11	126.2	118.7	122.5	118.1	0.938
March	145.7	50.02	16.61	200.3	189.8	191.7	184.7	0.924
April	160.6	76.22	18.31	207.7	196.3	198.3	191.1	0.922
May	205.3	81.05	21.71	271.5	258.0	253.7	244.3	0.901
June	215.9	78.18	26.81	285.3	271.5	260.7	250.8	0.881
July	235.1	64.95	28.31	317.9	303.4	287.4	276.2	0.871
August	201.6	70.05	28.31	273.6	260.1	248.7	239.3	0.877
September	161.2	54.78	24.91	219.8	208.6	204.0	196.5	0.896
October	119.8	44.03	20.51	163.1	154.0	154.5	149.0	0.915
November	74.9	36.53	14.91	99.4	92.7	96.3	92.9	0.937
December	66.9	27.61	12.21	92.7	86.0	90.0	86.8	0.939
Year	1756.3	644.67	19.80	2368.7	2243.0	2215.9	2134.2	0.903

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

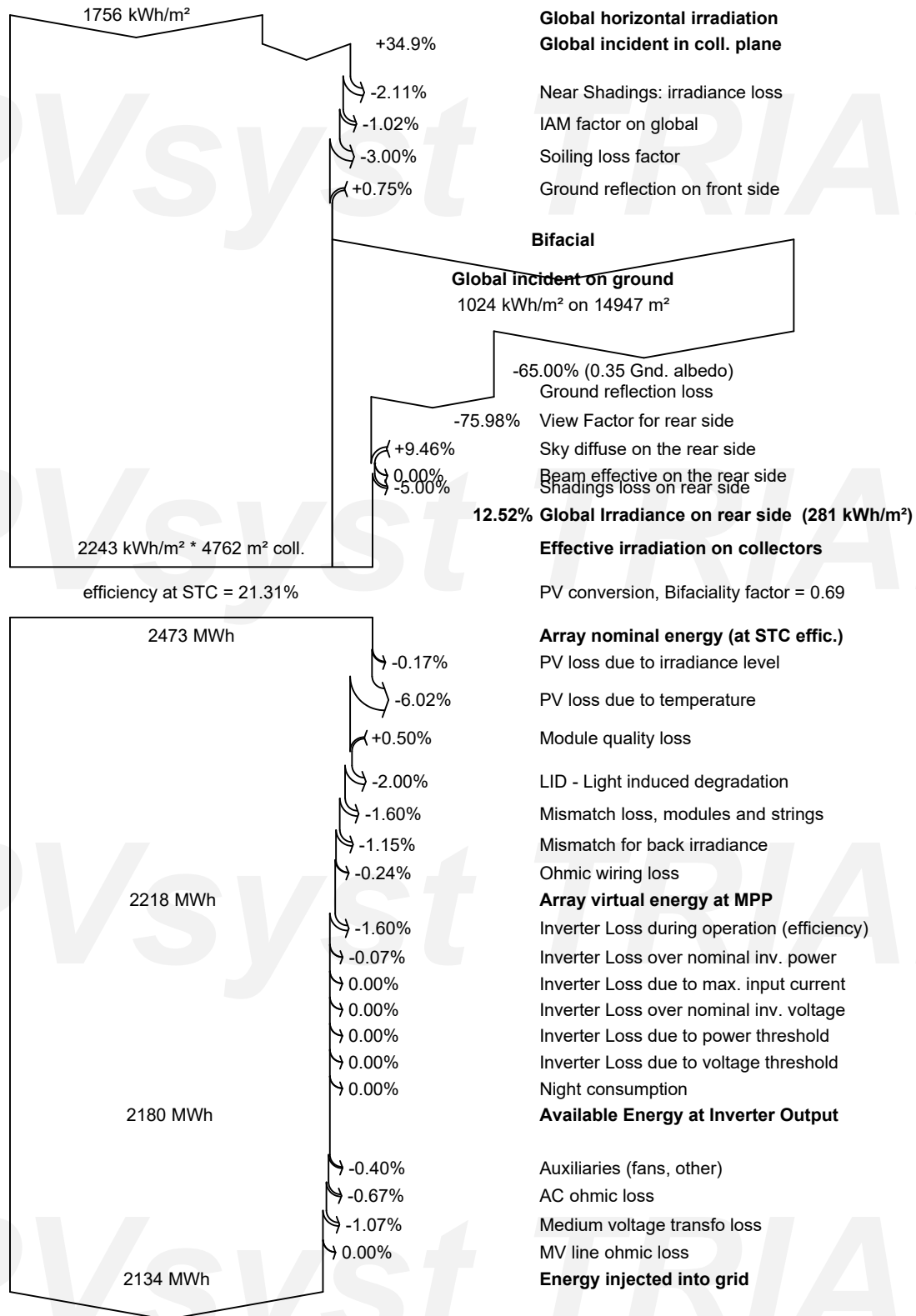
PR Performance Ratio



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 13:57  
with v7.1.4

## Loss diagram





**PVsyst V7.1.4**

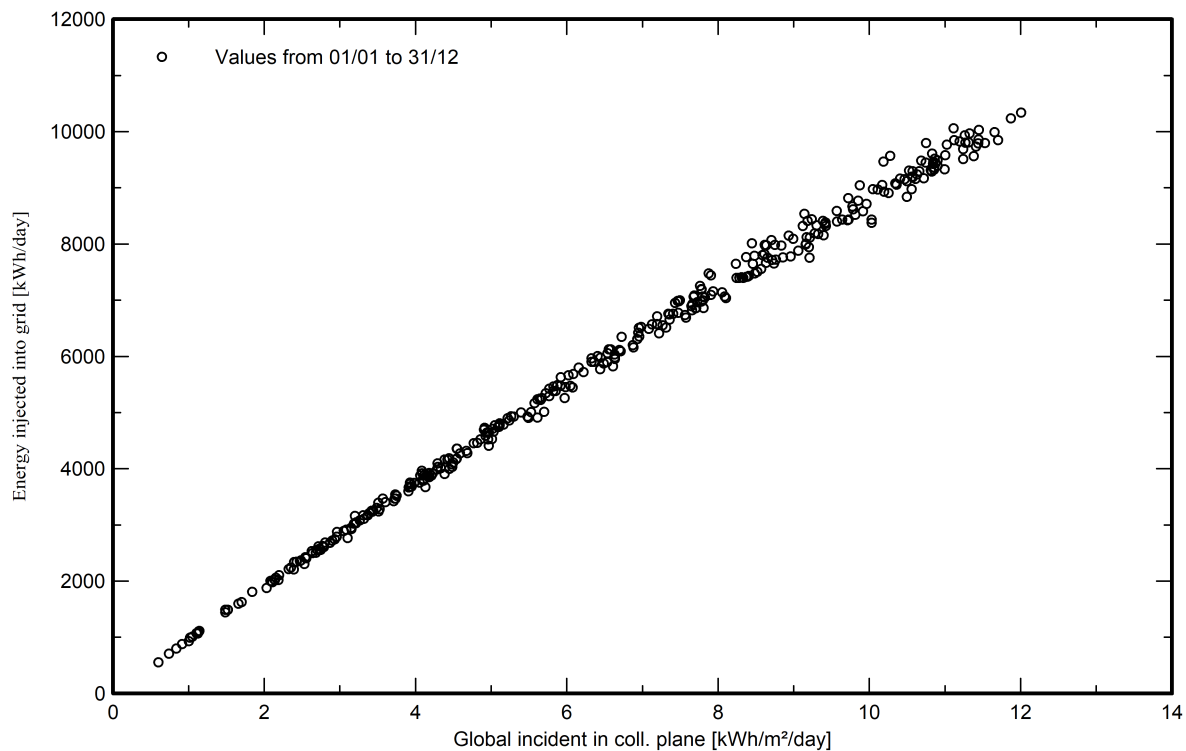
VC0, Simulation date:

10/02/21 13:57

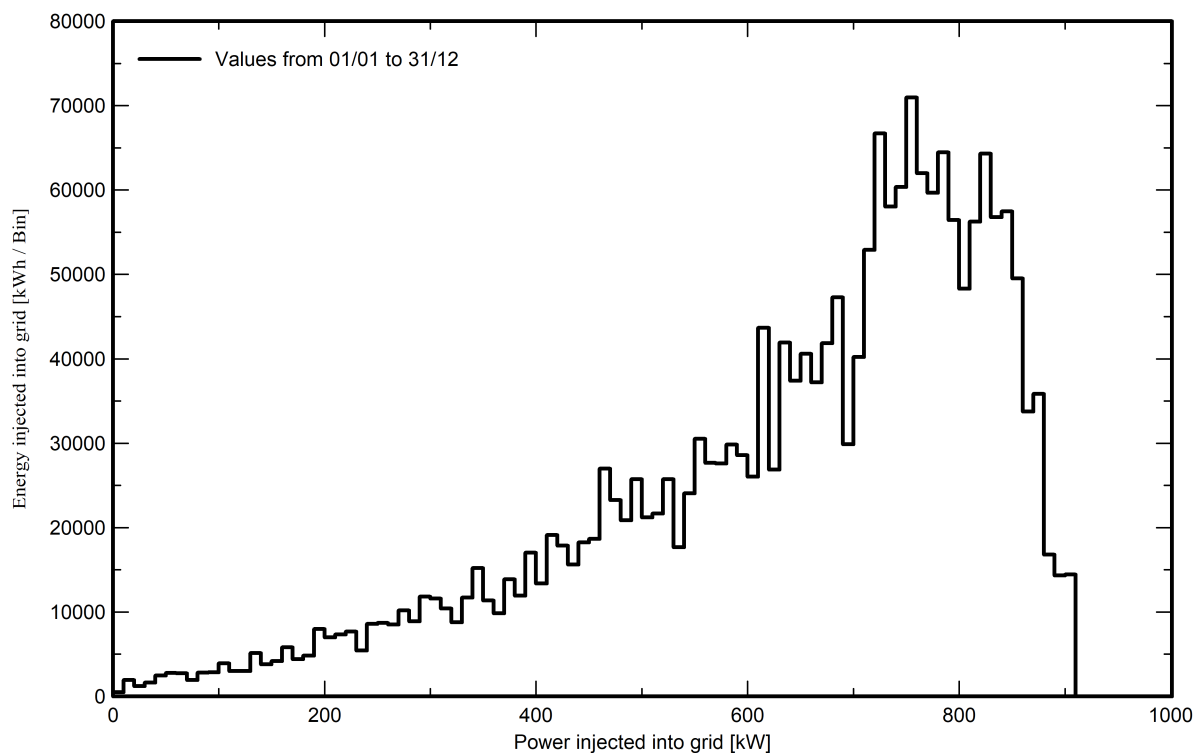
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_MADRID

Variant: CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_MADRID

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

Madrid University - España

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:13  
with v7.1.4

**Project summary****Geographical Site****Madrid University**

España

**Situation**

Latitude 40.45 °N

Longitude -3.72 °W

Altitude 681 m

Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.20

**Meteo data**

Madrid University

MeteoNorm 7.2 station - Sintético

**System summary****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules

1976 units

Pnom total

998 kWp

**Inverters**

Nb. of units

5 units

Pnom total

875 kWac

Pnom ratio

1.140

**Results summary**

Produced Energy	1827 MWh/year	Specific production	1831 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.62 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:13  
with v7.1.4

## General parameters

## Grid-Connected System

## Trackers single array, with backtracking

## PV Field Orientation

## Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

## Backtracking strategy

Nb. of trackers 41 units

Single array

## Sizes

Tracker Spacing 6.50 m

Collector width 2.02 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 31.1 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

## Backtracking limit angle

Phi limits +/- 71.3 °

## Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

## Horizon

Average Height 3.8 °

## Near Shadings

Linear shadings

## User's needs

Unlimited load (grid)

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer

Generic

Model

TSM-DE18M-(II)-505

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

505 Wp

Number of PV modules

1976 units

Nominal (STC)

998 kWp

Modules

76 Strings x 26 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp

908 kWp

U mpp

1017 V

I mpp

893 A

## Total PV power

Nominal (STC)

998 kWp

Total

1976 modules

Module area

4721 m<sup>2</sup>

## Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-185KTL-H1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

175 kWac

Number of inverters

5 units

Total power

875 kWac

Operating voltage

550-1500 V

Max. power (=&gt;30°C)

185 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.14

## Total inverter power

Total power

875 kWac

Nb. of inverters

5 units

Pnom ratio

1.14

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>KUv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## DC wiring losses

Global array res. 3.8 mΩ

Loss Fraction 0.3 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.5 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:

10/02/21 14:13

with v7.1.4

**System losses****Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 4.0 W/kW

0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses****Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri

Loss Fraction 1.0 % at STC

**Inverter: SUN2000-185KTL-H1**Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>

Average wires length 87 m

**AC losses in transformers****MV transfo**

Grid Voltage 20 kV

**Operating losses at STC**

Nominal power at STC (PNomac) 984 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 0.98 kW

Loss Fraction 0.1 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 6.50 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:

10/02/21 14:13

with v7.1.4

## Horizon definition

Average Height 3.8 °

Albedo Factor 0.96

Diffuse Factor 0.99

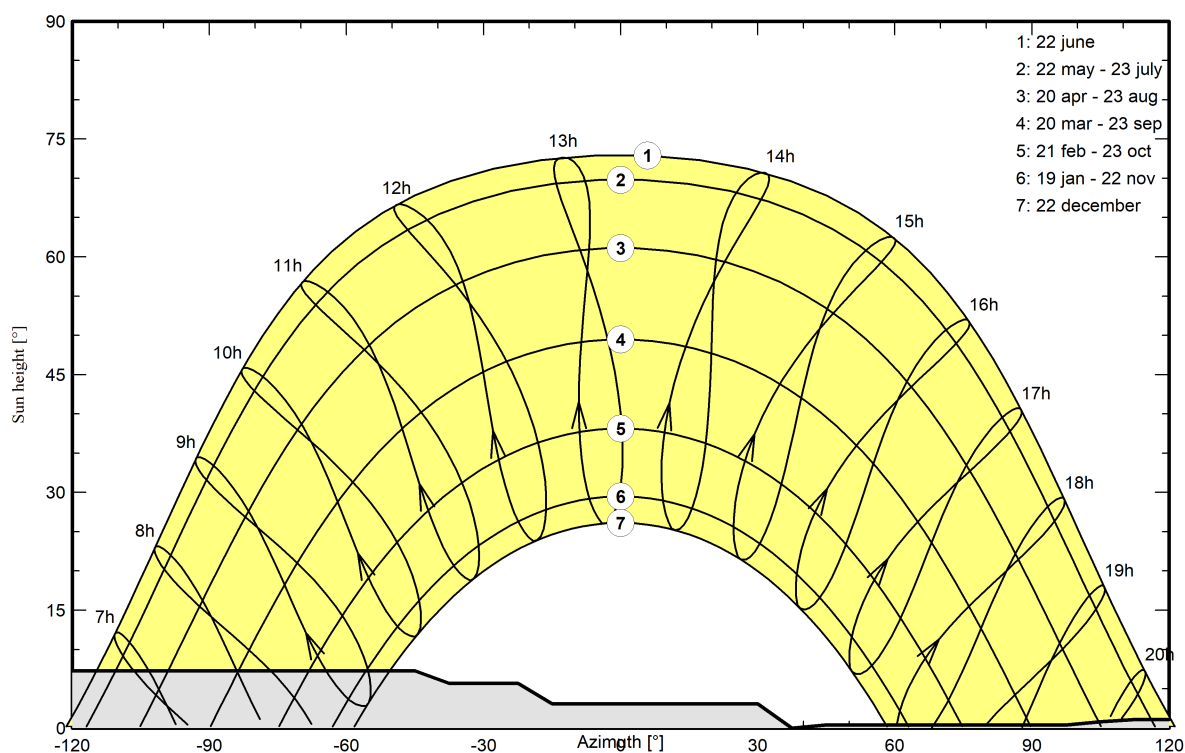
Albedo Fraction 100 %

## Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-23	-15	30
Height [°]	4.2	4.6	4.6	4.2	3.8	3.8	7.3	7.3	5.7	5.7	3.1	3.1
Azimuth [°]	38	45	98	105	113	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	0.0	0.4	0.4	0.8	1.1	1.1	1.9	2.7	2.3	3.4	3.4	4.2

## Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°27'0", Long=-3°43'12', Alt=681m



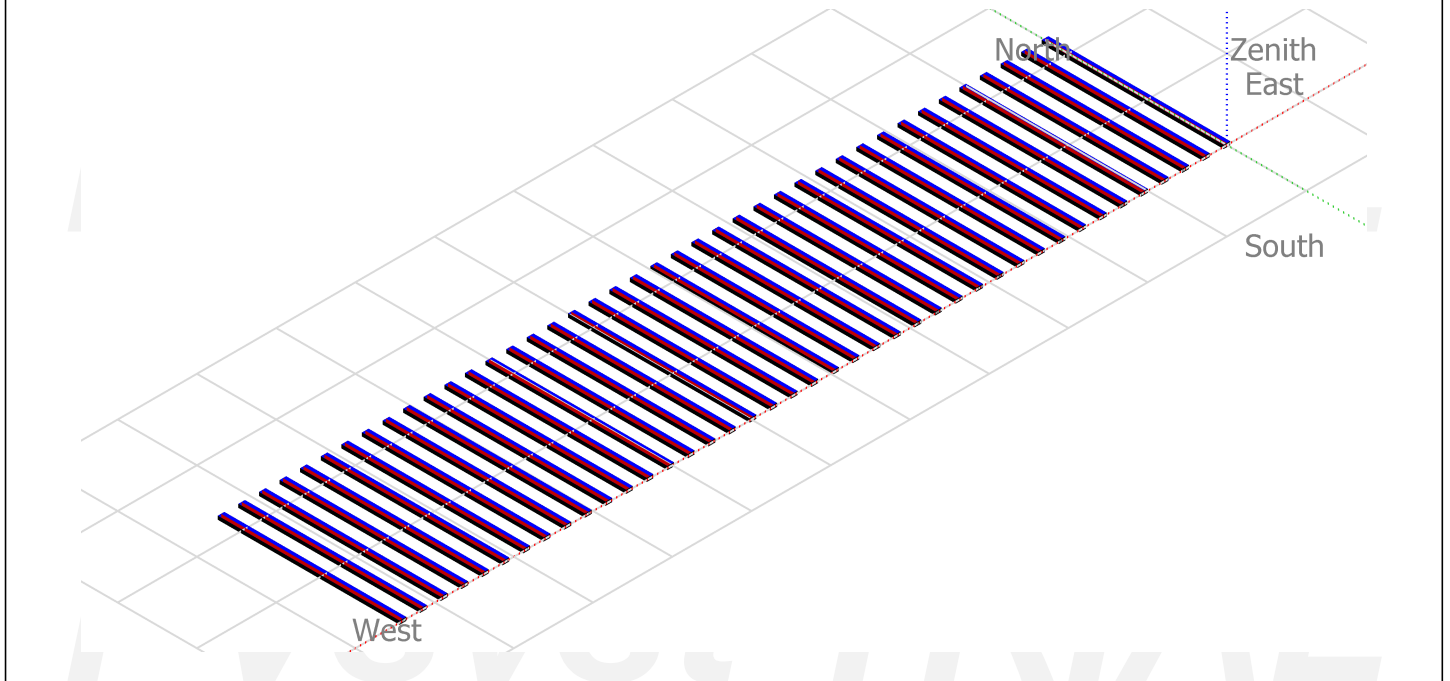


**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:13  
with v7.1.4

**Near shadings parameter**

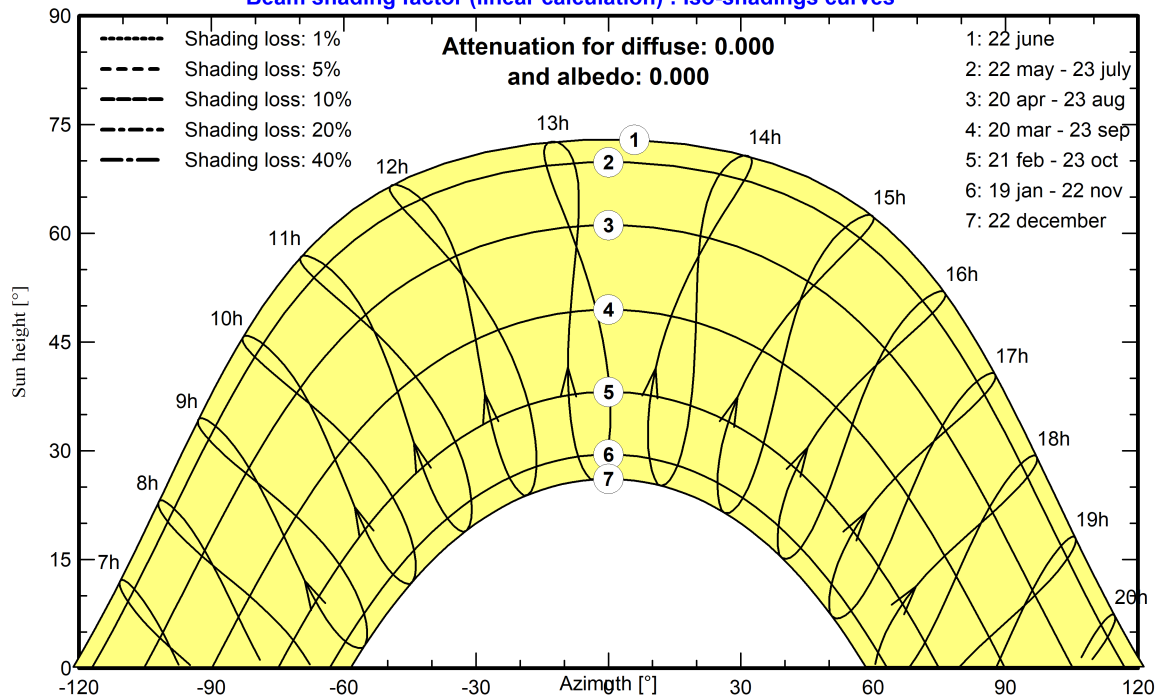
**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

**CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_MADRID**

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:13  
with v7.1.4

## Main results

## System Production

Produced Energy

1827 MWh/year

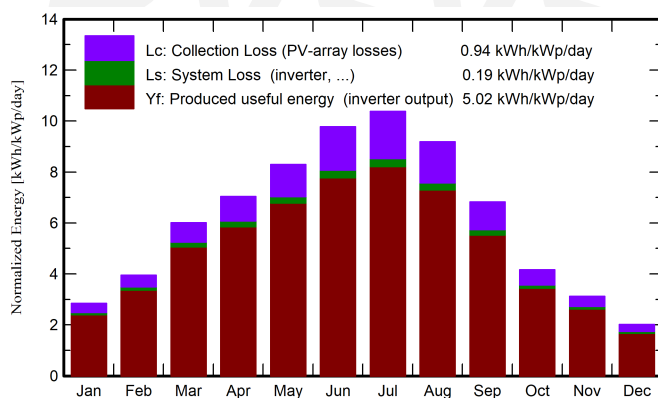
Specific production

1831 kWh/kWp/year

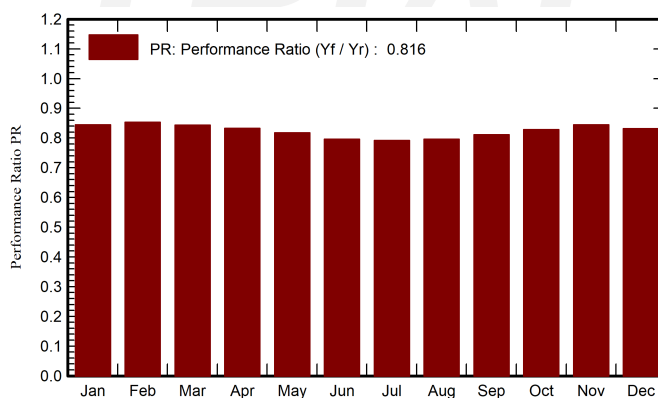
Performance Ratio PR

81.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	63.8	27.60	6.10	88.3	79.9	77.1	74.4	0.844
February	82.1	34.70	7.60	110.8	103.1	97.7	94.3	0.853
March	135.9	49.30	11.00	186.2	174.0	162.5	156.8	0.844
April	163.1	68.80	13.00	211.3	197.9	182.2	175.6	0.833
May	194.4	72.00	18.10	257.3	242.4	217.8	209.9	0.817
June	218.8	72.90	24.10	293.3	275.9	242.0	233.1	0.796
July	231.5	57.20	26.70	321.7	304.6	264.0	254.2	0.792
August	204.5	61.90	26.10	284.6	268.5	234.5	226.0	0.796
September	147.6	50.80	20.80	204.8	191.7	171.9	165.8	0.811
October	97.3	43.60	15.30	128.9	119.6	110.5	106.6	0.828
November	66.3	26.50	9.20	93.6	85.9	81.8	78.9	0.844
December	48.3	25.90	5.99	62.7	56.3	54.1	52.0	0.832
Year	1653.6	591.19	15.38	2243.5	2099.8	1896.0	1827.3	0.816

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

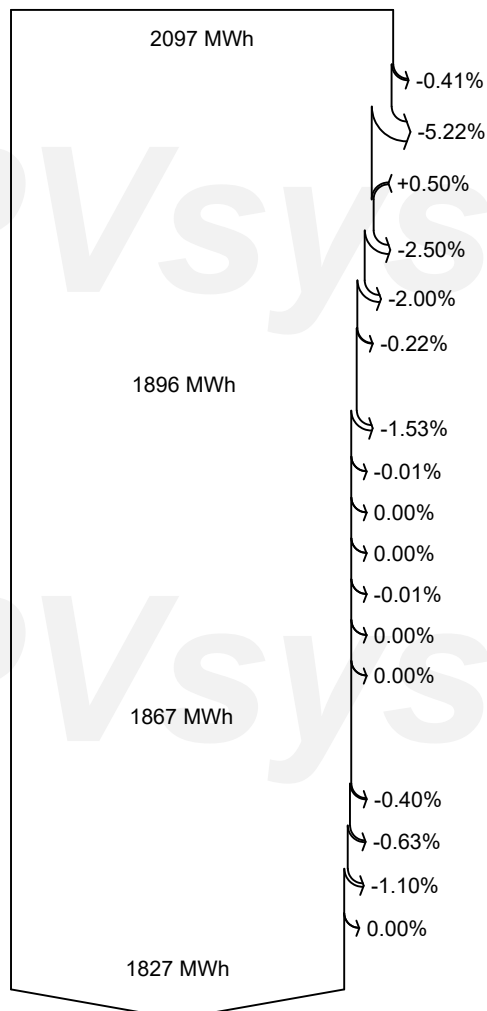
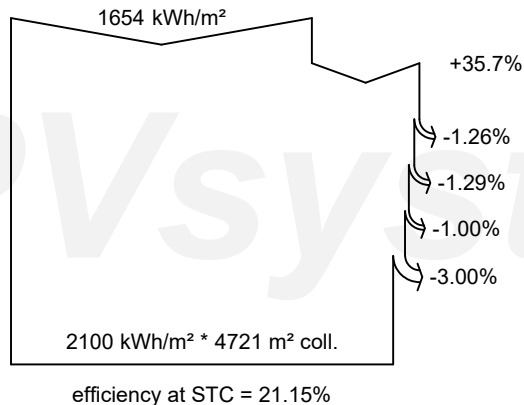
PR Performance Ratio



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:13  
with v7.1.4

## Loss diagram



## Global horizontal irradiation

## Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

## Effective irradiation on collectors

PV conversion

## Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

## Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

## Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

## Energy injected into grid



**PVsyst V7.1.4**

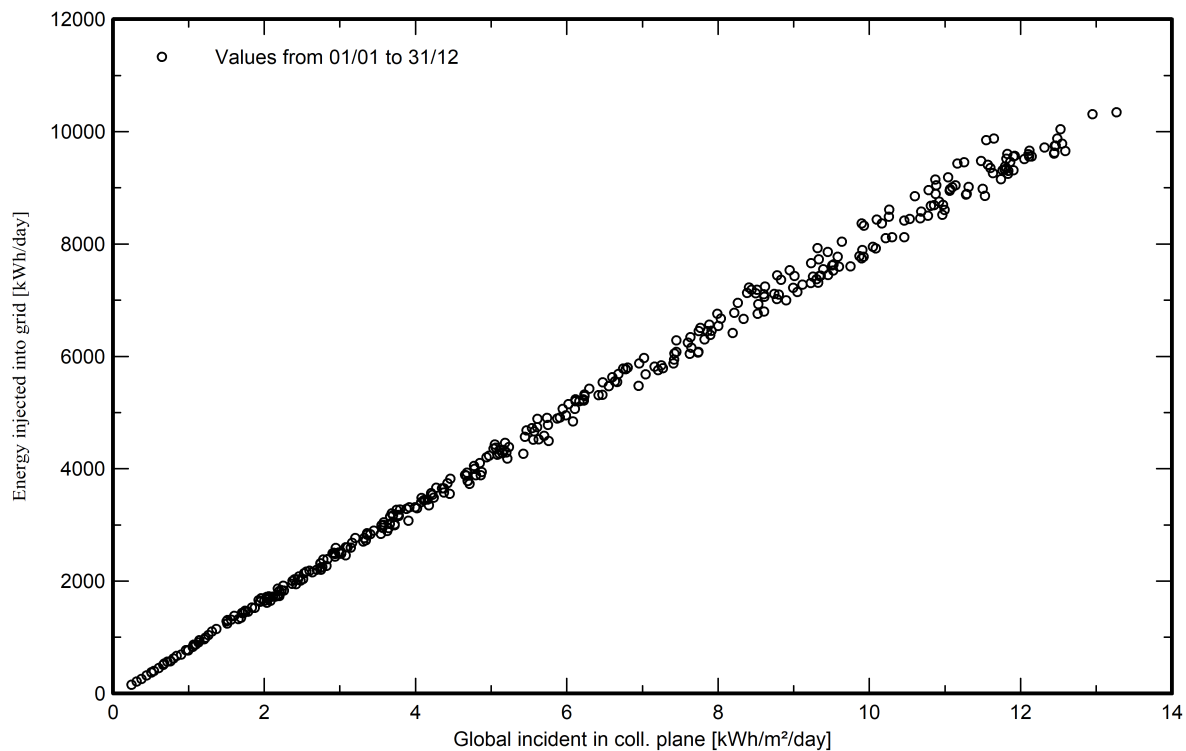
VC0, Simulation date:

10/02/21 14:13

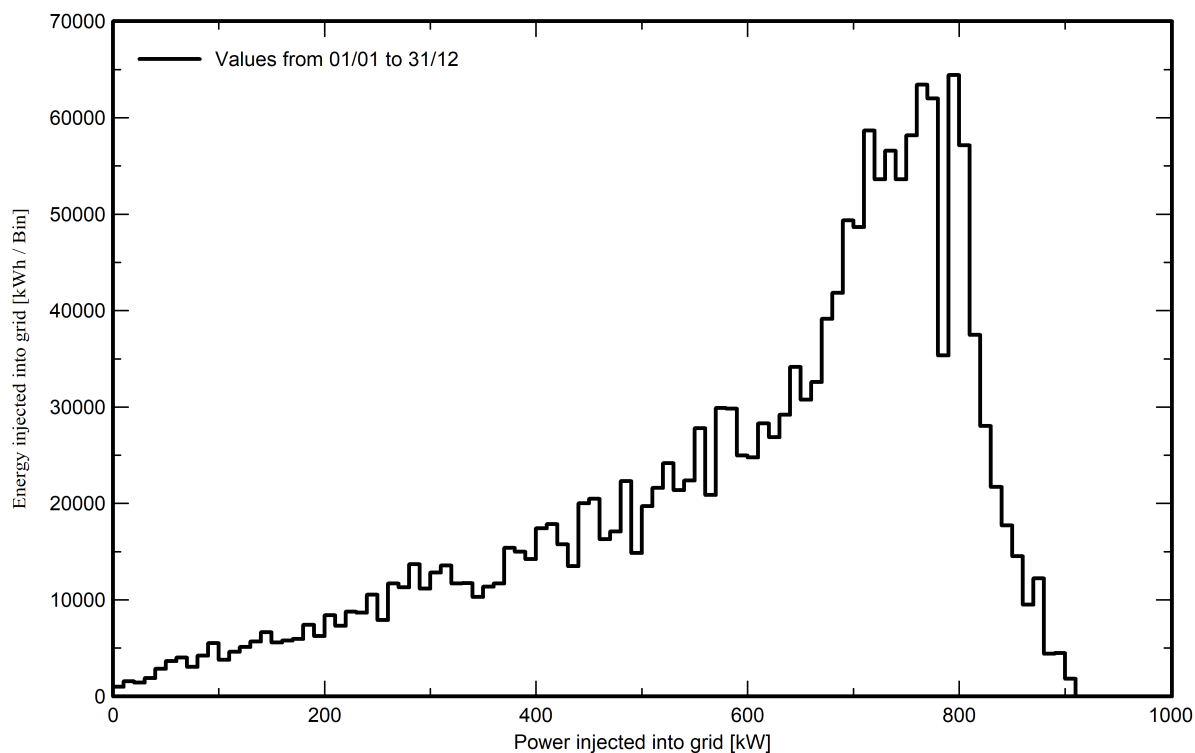
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: BIFACIAL\_SEGUIDOR\_MADRID

Variant: BIFACIAL\_SEGUIDOR\_MADRID

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

Madrid University - Spain



**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:20  
with v7.1.4

**Project summary****Geographical Site**

Madrid University  
Spain

**Situation**

Latitude 40.45 °N  
Longitude -3.72 °W  
Altitude 681 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.35

**Meteo data**

Madrid University  
MeteoNorm 7.2 station - Sintético

**System summary****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules 1976 units  
Pnom total 998 kWp

**Inverters**

Nb. of units 5 units  
Pnom total 875 kWac  
Pnom ratio 1.140

**Results summary**

Produced Energy 2009 MWh/year Specific production 2014 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 88.84 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:20  
with v7.1.4

## General parameters

## Grid-Connected System

## Trackers single array, with backtracking

## PV Field Orientation

## Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

## Backtracking strategy

Nb. of trackers 41 units  
Single array

## Sizes

Tracker Spacing 6.50 m  
Collector width 2.03 m  
Ground Cov. Ratio (GCR) 31.2 %  
Top inactive band 0.02 m  
Bottom inactive band 0.02 m

## Backtracking limit angle

Phi limits +/- 71.2 °

## Models used

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonorm  
Circumsolar separate

## Horizon

Average Height 3.8 °

## Near Shadings

Linear shadings

## User's needs

Unlimited load (grid)

## Bifacial system

Model 2D Calculation  
unlimited trackers

## Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.50 m  
Tracker width 2.07 m  
Backtracking limit angle 71.2 °  
GCR 31.9 %  
Axis height above ground 2.10 m

## Bifacial model definitions

Ground albedo 0.35  
Bifaciality factor 69 %  
Rear shading factor 5.0 %  
Rear mismatch loss 10.0 %  
Module transparency 0.0 %

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer Generic  
Model TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 505 Wp  
Number of PV modules 1976 units  
Nominal (STC) 998 kWp  
Modules 76 Strings x 26 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp 926 kWp  
U mpp 994 V  
I mpp 931 A

## Total PV power

Nominal (STC) 998 kWp  
Total 1976 modules  
Module area 4762 m²

## Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-185KTL-H1  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 175 kWac  
Number of inverters 5 units  
Total power 875 kWac  
Operating voltage 550-1500 V  
Max. power (=>30°C) 185 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.14

## Total inverter power

Total power 875 kWac  
Nb. of inverters 5 units  
Pnom ratio 1.14



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:20  
with v7.1.4

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## DC wiring losses

Global array res. 3.5 mΩ

Loss Fraction 0.3 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.5 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 1.5 % at MPP

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

## System losses

## Unavailability of the system

Time fraction 0.5 %  
1.8 days,  
3 periods

## Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

## AC wiring losses

## Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.0 % at STC

## Inverter: SUN2000-185KTL-H1

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 87 m

## AC losses in transformers

## MV transfo

Grid Voltage 20 kV

## Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 1000 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 1.00 kW

Loss Fraction 0.1 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 6.40 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:20  
with v7.1.4

## Horizon definition

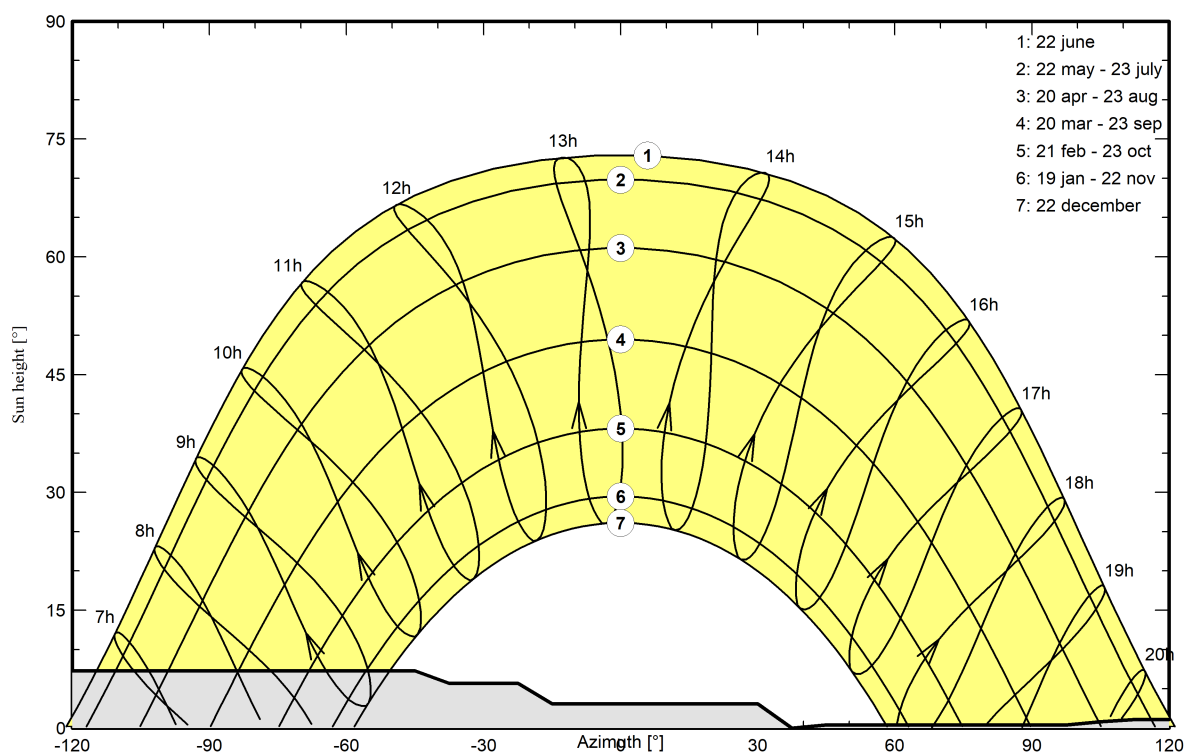
Average Height	3.8 °	Albedo Factor	0.96
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

## Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-45	-38	-23	-15	30
Height [°]	4.2	4.6	4.6	4.2	3.8	3.8	7.3	7.3	5.7	5.7	3.1	3.1
Azimuth [°]	38	45	98	105	113	135	143	150	158	165	173	180
Height [°]	0.0	0.4	0.4	0.8	1.1	1.1	1.9	2.7	2.3	3.4	3.4	4.2

## Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°27'0", Long=-3°43'12', Alt=681m



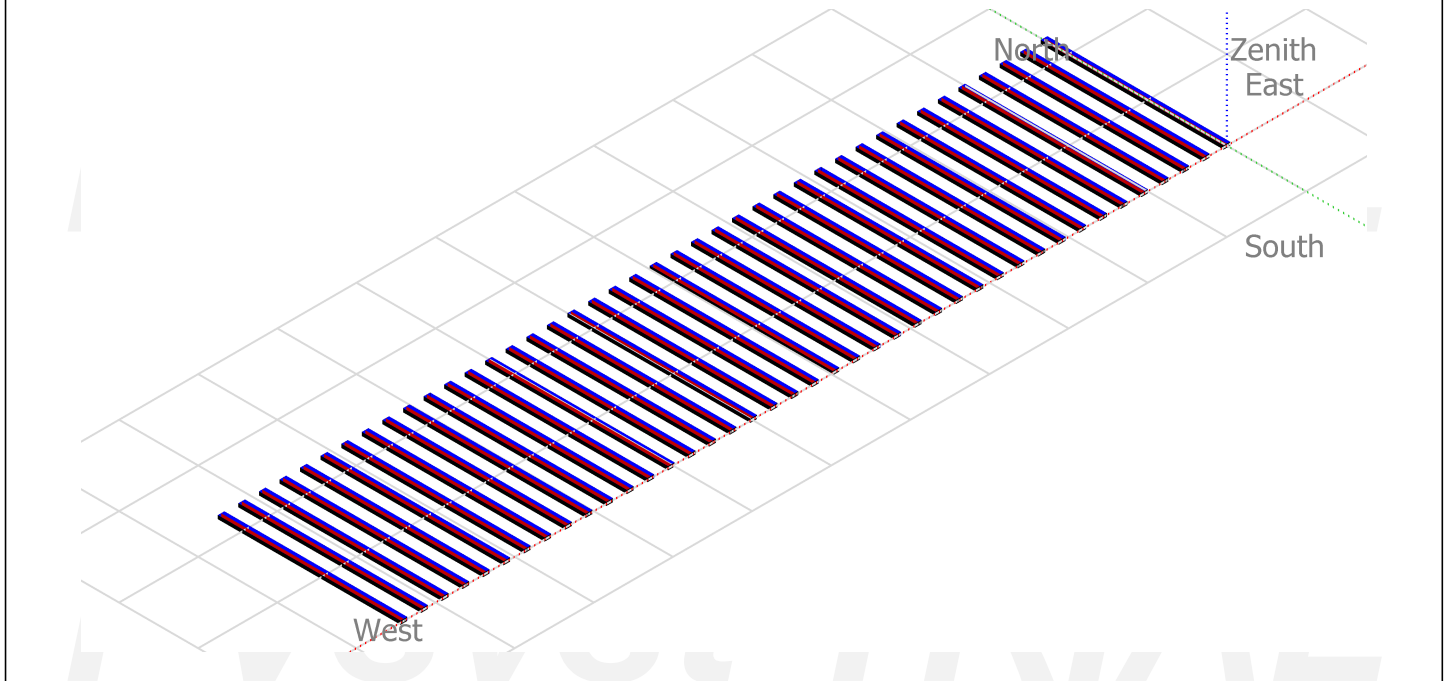


**PVsyst V7.1.4**

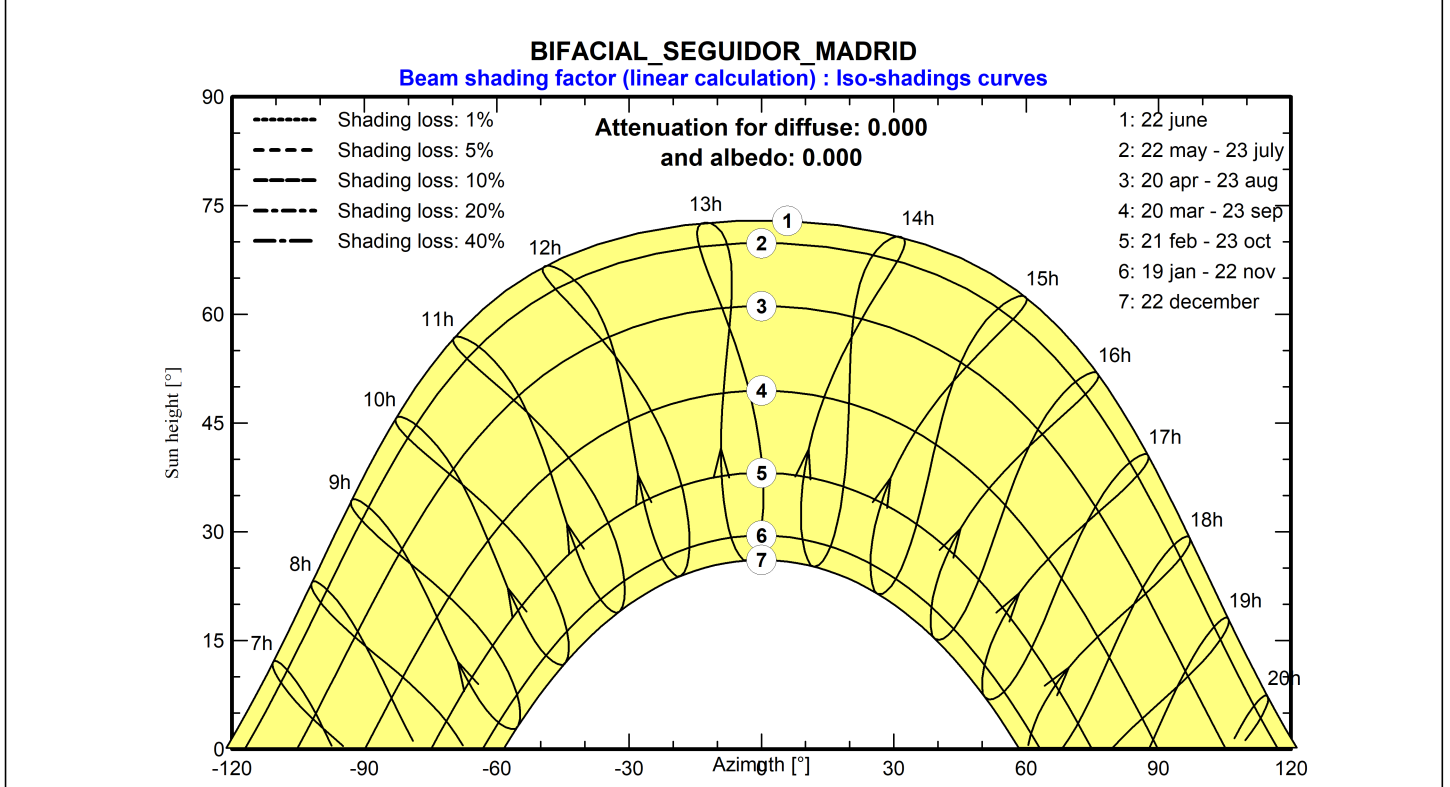
VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:20  
with v7.1.4

**Near shadings parameter**

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:20  
with v7.1.4

## Main results

## System Production

Produced Energy

2009 MWh/year

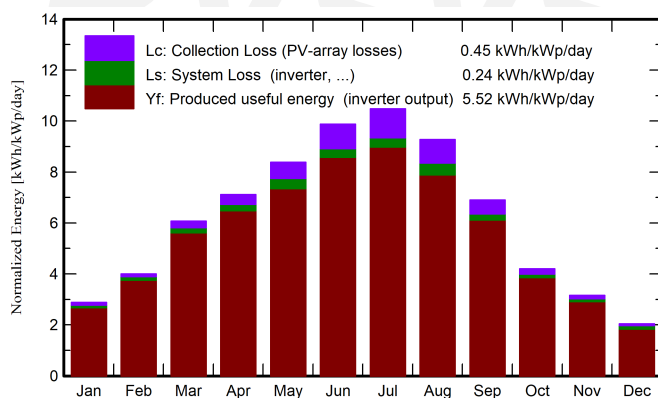
Specific production

2014 kWh/kWp/year

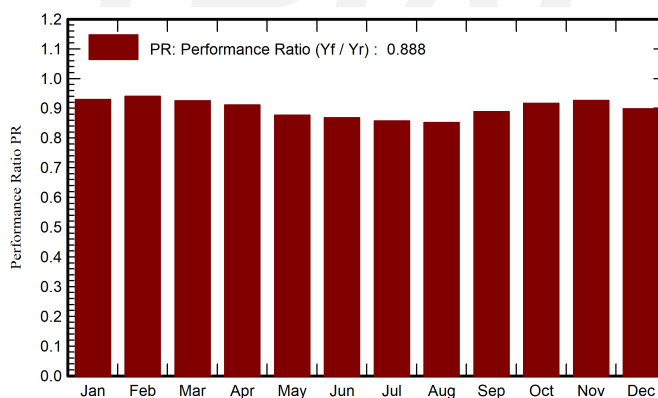
Performance Ratio PR

88.84 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	63.8	27.60	6.10	89.3	80.7	85.9	82.9	0.930
February	82.1	34.70	7.60	112.0	104.1	108.9	105.0	0.940
March	135.9	49.30	11.00	188.1	175.7	180.2	173.7	0.925
April	163.1	68.80	13.00	213.5	199.8	201.7	194.2	0.912
May	194.4	72.00	18.10	259.9	244.5	240.1	227.5	0.877
June	218.8	72.90	24.10	296.3	278.3	267.0	256.9	0.869
July	231.5	57.20	26.70	324.8	307.0	289.1	278.0	0.858
August	204.5	61.90	26.10	287.5	270.8	258.7	244.3	0.852
September	147.6	50.80	20.80	206.9	193.4	190.4	183.4	0.888
October	97.3	43.60	15.30	130.3	120.8	123.8	119.3	0.917
November	66.3	26.50	9.20	94.7	86.8	90.8	87.5	0.927
December	48.3	25.90	5.99	63.4	57.0	61.1	56.8	0.899
Year	1653.6	591.19	15.38	2266.6	2118.8	2097.7	2009.4	0.888

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

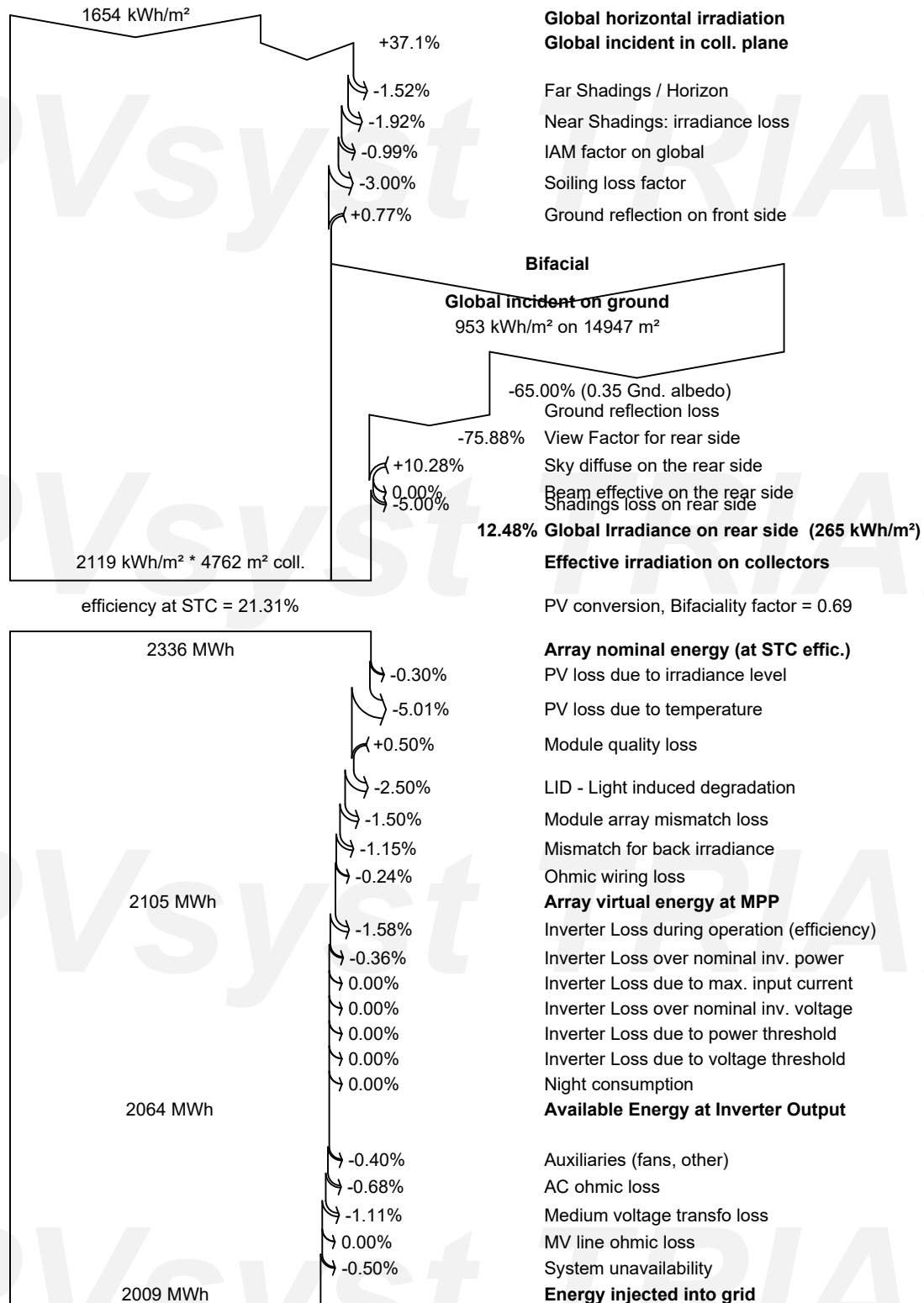
PR Performance Ratio



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:20  
with v7.1.4

## Loss diagram





**PVsyst V7.1.4**

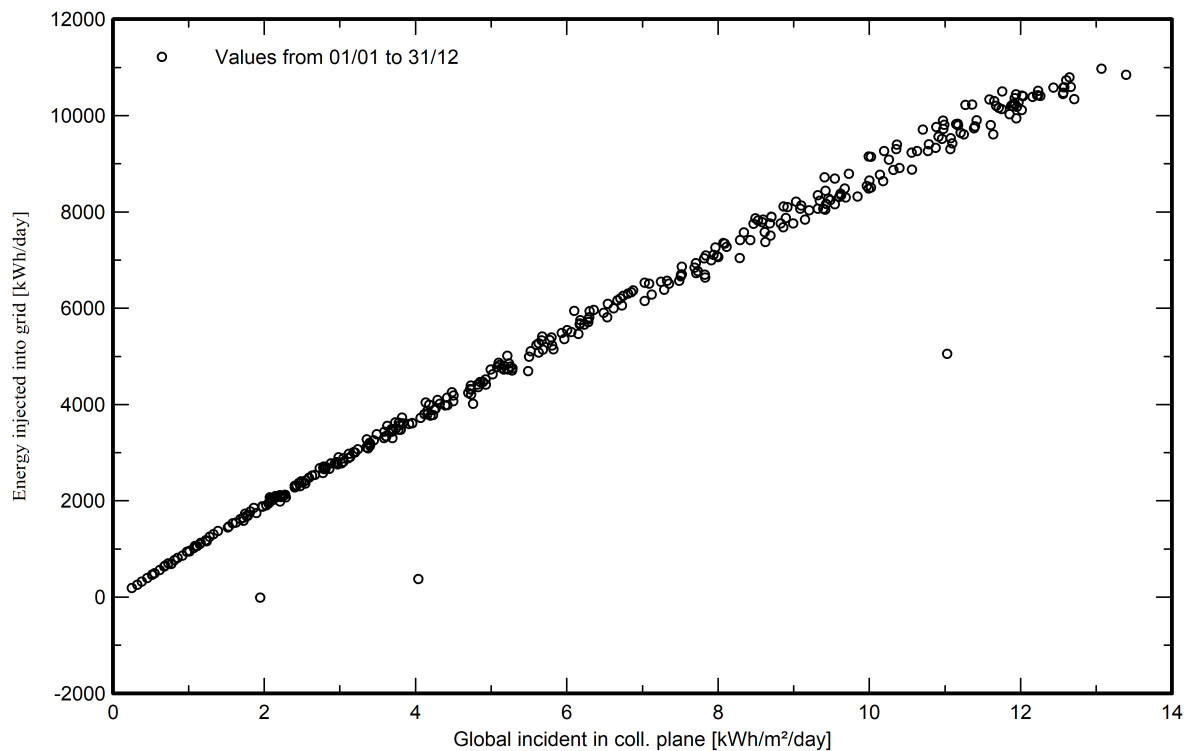
VC0, Simulation date:

10/02/21 14:20

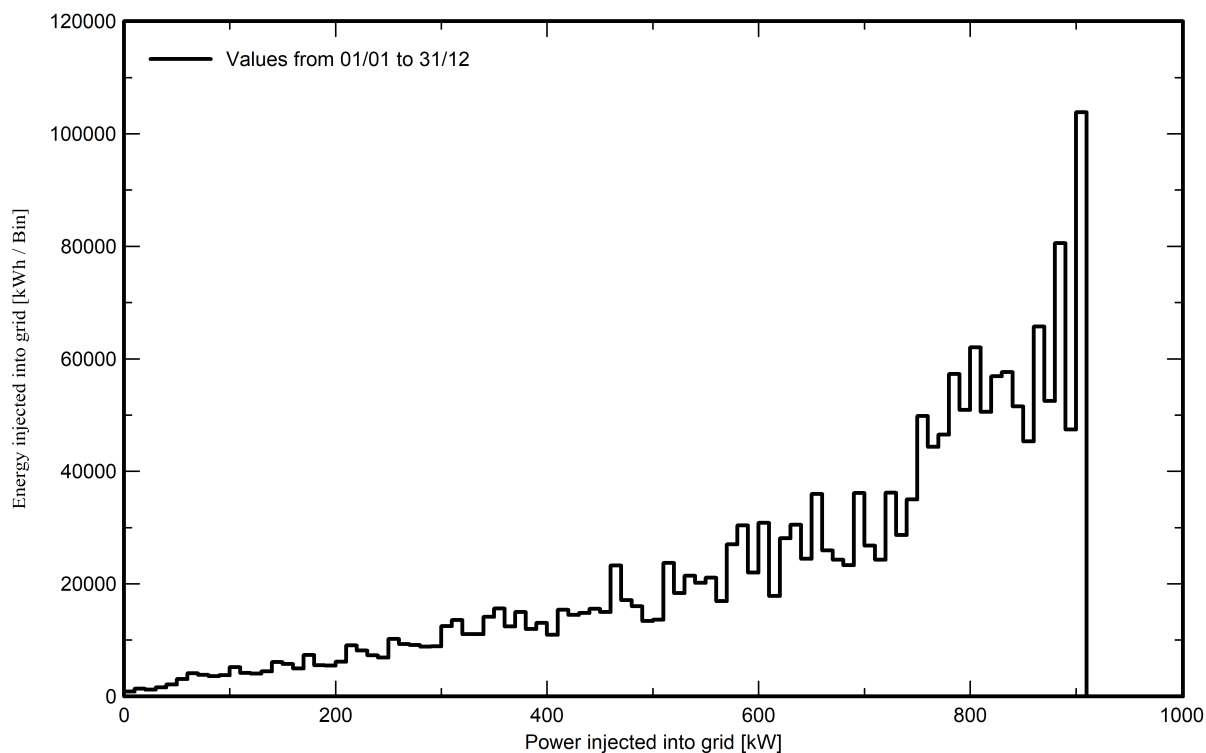
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**





# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: BCN CONVENCIONAL

Variant: Nueva variante de simulación

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

BCN - Spain

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:30  
with v7.1.4

**Project summary****Geographical Site**

**BCN**  
Spain

**Situation**

Latitude 41.39 °N  
Longitude 2.15 °E  
Altitude 45 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.35

**Meteo data**

BCN  
Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=14% - Sintético

**System summary****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules 1976 units  
Pnom total 998 kWp

**Inverters**

Nb. of units 5 units  
Pnom total 875 kWac  
Pnom ratio 1.140

**Results summary**

Produced Energy	1777 MWh/year	Specific production	1781 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.46 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:30  
with v7.1.4

**General parameters****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

**Backtracking strategy**

Nb. of trackers 41 units

Single array

**Sizes**

Tracker Spacing 6.50 m

Collector width 2.00 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 30.8 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

**Backtracking limit angle**

Phi limits +/- 71.6 °

**Models used**

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

**Horizon**

Average Height 3.2 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics****PV module**

Manufacturer

Generic

Model

TSM-DE18M-(II)-505

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

505 Wp

Number of PV modules

1976 units

Nominal (STC)

998 kWp

Modules

76 Strings x 26 In series

**At operating cond. (50°C)**

Pmpp

908 kWp

U mpp

1017 V

I mpp

893 A

**Total PV power**

Nominal (STC)

998 kWp

Total

1976 modules

Module area

4721 m<sup>2</sup>**Inverter**

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-185KTL-H1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

175 kWac

Number of inverters

5 units

Total power

875 kWac

Operating voltage

550-1500 V

Max. power (=&gt;30°C)

185 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.14

**Total inverter power**

Total power

875 kWac

Nb. of inverters

5 units

Pnom ratio

1.14

**Array losses****Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>KUv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s**DC wiring losses**

Global array res. 3.8 mΩ

Loss Fraction 0.3 % at STC

**LID - Light Induced Degradation**

Loss Fraction 2.0 %

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -0.5 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 1.5 % at MPP

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:30  
with v7.1.4

**System losses****Unavailability of the system**

Time fraction 0.5 %  
1.8 days,  
3 periods

**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 4.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses****Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.0 % at STC

**Inverter: SUN2000-185KTL-H1**

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 86 m

**AC losses in transformers****MV transfo**

Grid Voltage 20 kV

**Operating losses at STC**

Nominal power at STC (PNomac) 984 kVA  
Iron loss (24/24 Connexion) 0.98 kW  
Loss Fraction 0.1 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 6.50 mΩ  
Loss Fraction 1.0 % at STC



**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:30  
with v7.1.4

**Horizon definition**

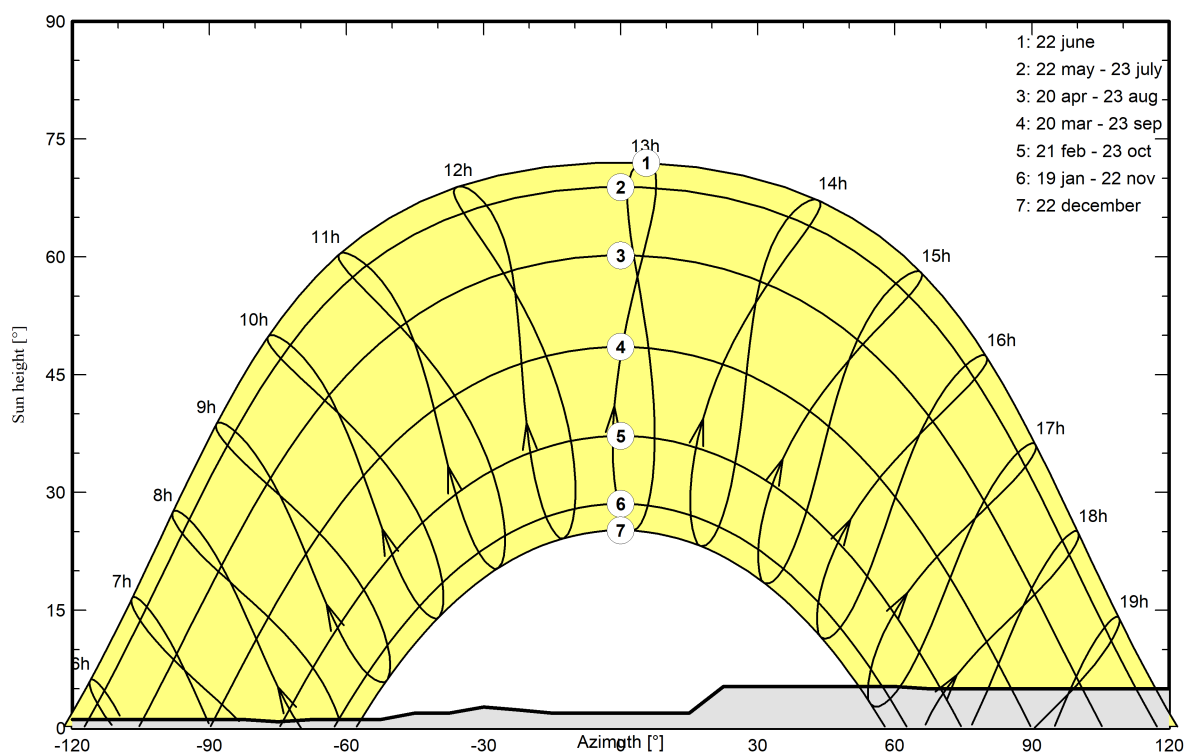
Average Height	3.2 °	Albedo Factor	0.75
Diffuse Factor	0.92	Albedo Fraction	100 %

**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-128	-120	-83	-75	-68	-53	-45	-38	-30
Height [°]	2.7	3.4	2.7	2.7	1.9	1.9	1.1	1.1	0.8	1.1	1.1	1.9	1.9	2.7
Azimuth [°]	-23	-15	15	23	60	68	135	143	150	158	165	173	180	
Height [°]	2.3	1.9	1.9	5.3	5.3	5.0	5.0	5.3	5.7	4.6	4.2	2.7	2.7	

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**

Horizon from PVGIS website API, Lat=41°23'19', Long=2°8'49', Alt=45m



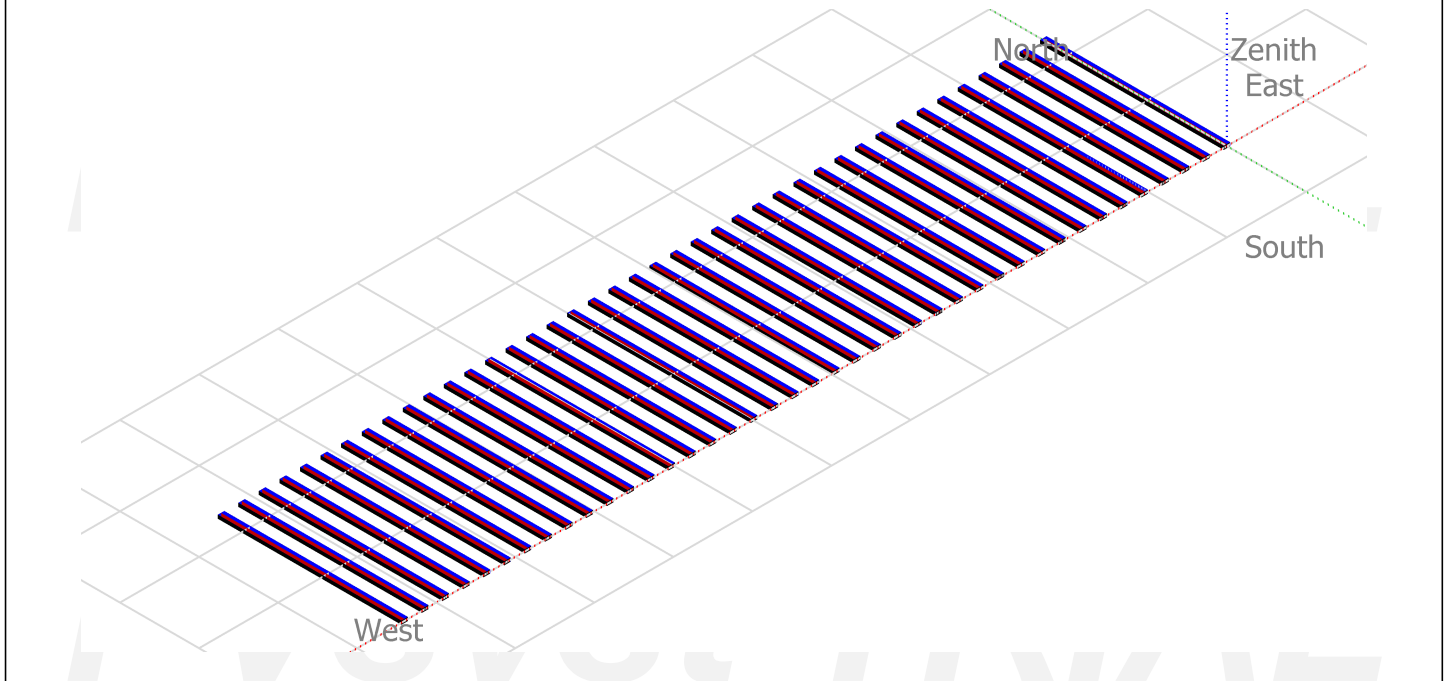


**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:30  
with v7.1.4

**Near shadings parameter**

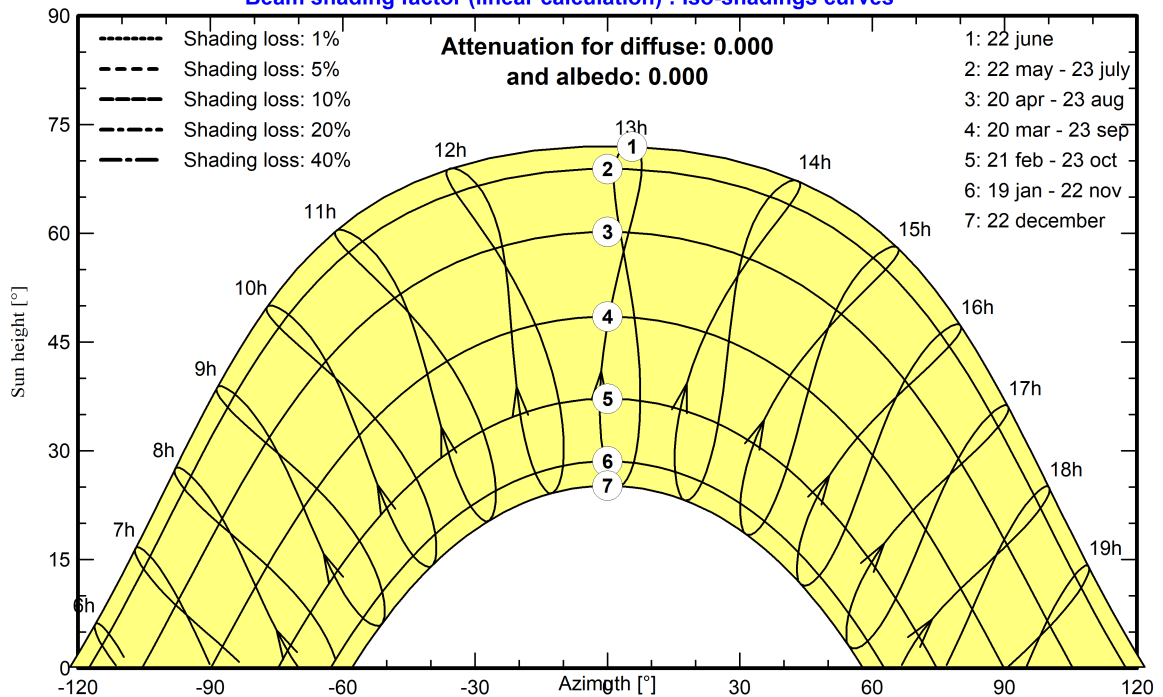
**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

**BCN CONVENCIONAL**

**Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves**





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:30  
with v7.1.4

## Main results

## System Production

Produced Energy

1777 MWh/year

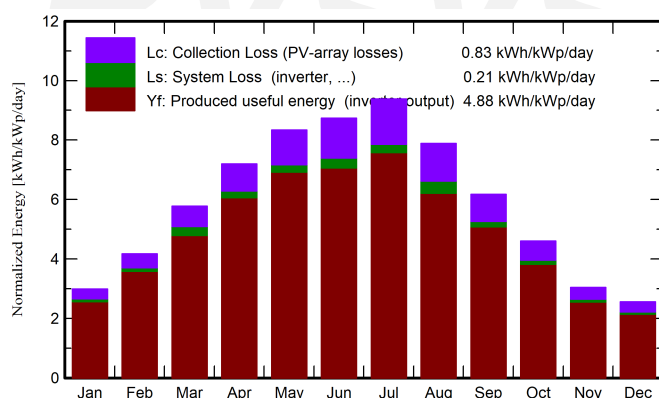
Specific production

1781 kWh/kWp/year

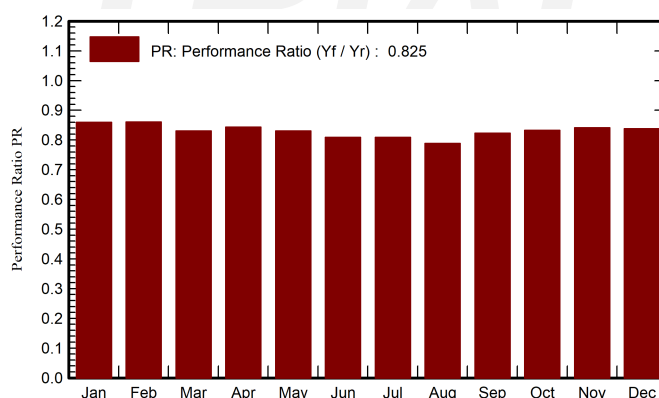
Performance Ratio PR

82.46 %

## Normalized productions (per installed kWp)



## Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	63.6	23.20	7.84	92.7	84.8	82.4	79.6	0.860
February	82.9	34.12	9.01	116.8	107.4	103.7	100.3	0.861
March	130.5	54.84	12.13	179.1	166.2	157.6	148.5	0.831
April	160.5	67.18	14.47	216.0	201.4	188.3	181.7	0.843
May	193.0	80.73	18.26	258.6	241.4	222.0	214.2	0.830
June	200.6	90.33	22.22	262.1	244.2	221.5	211.6	0.809
July	215.2	80.79	24.54	291.0	272.0	243.4	234.8	0.809
August	182.2	72.43	24.65	244.5	228.5	205.0	192.4	0.789
September	137.3	57.78	20.90	185.2	172.2	157.6	152.2	0.823
October	102.5	43.59	17.51	142.6	131.5	122.7	118.5	0.833
November	66.5	31.89	11.92	91.2	82.8	79.3	76.6	0.842
December	55.1	22.86	8.43	79.3	70.9	68.8	66.4	0.839
Year	1590.0	659.74	16.03	2159.2	2003.2	1852.4	1776.8	0.825

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

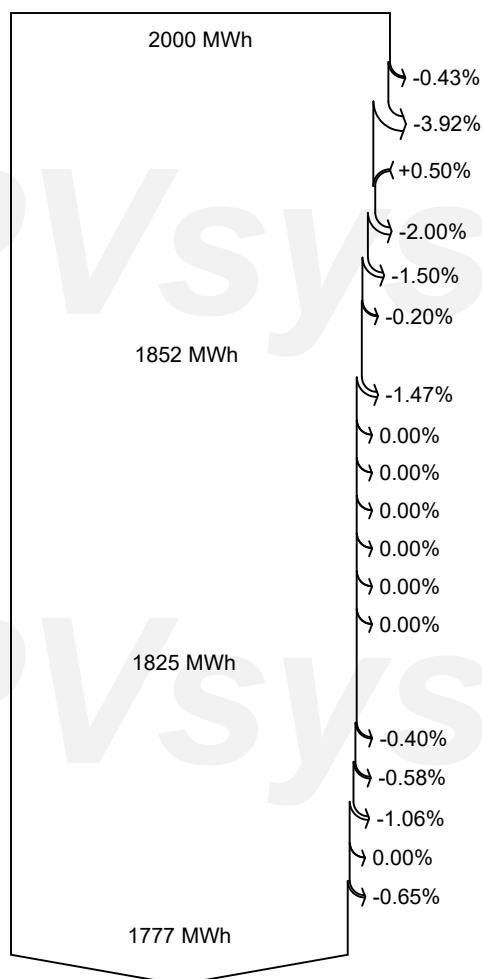
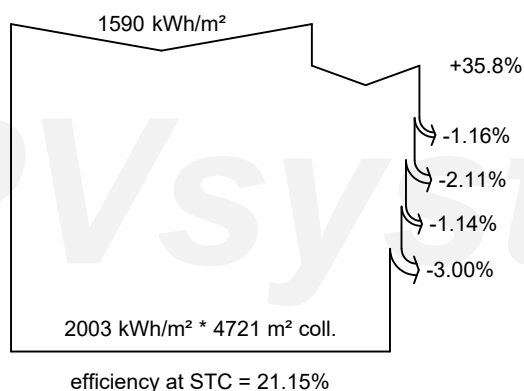
PR Performance Ratio



**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:30  
with v7.1.4

**Loss diagram**



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

System unavailability

**Energy injected into grid**





**PVsyst V7.1.4**

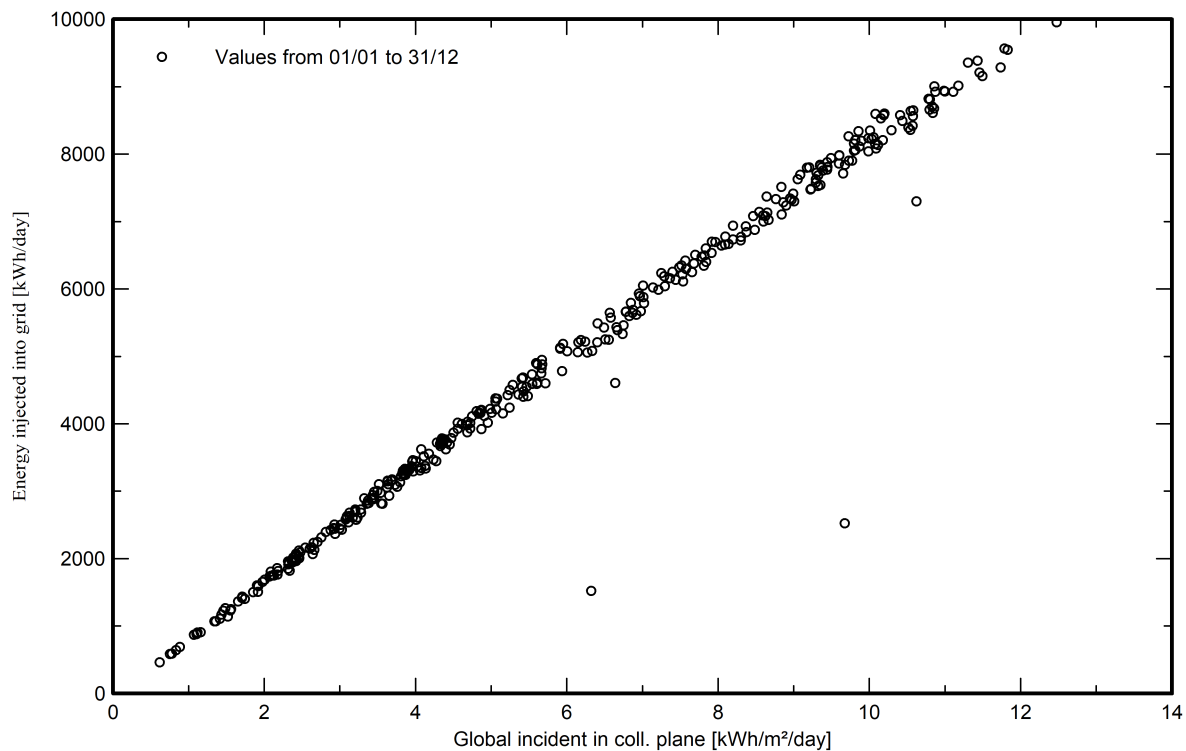
VC0, Simulation date:

10/02/21 19:30

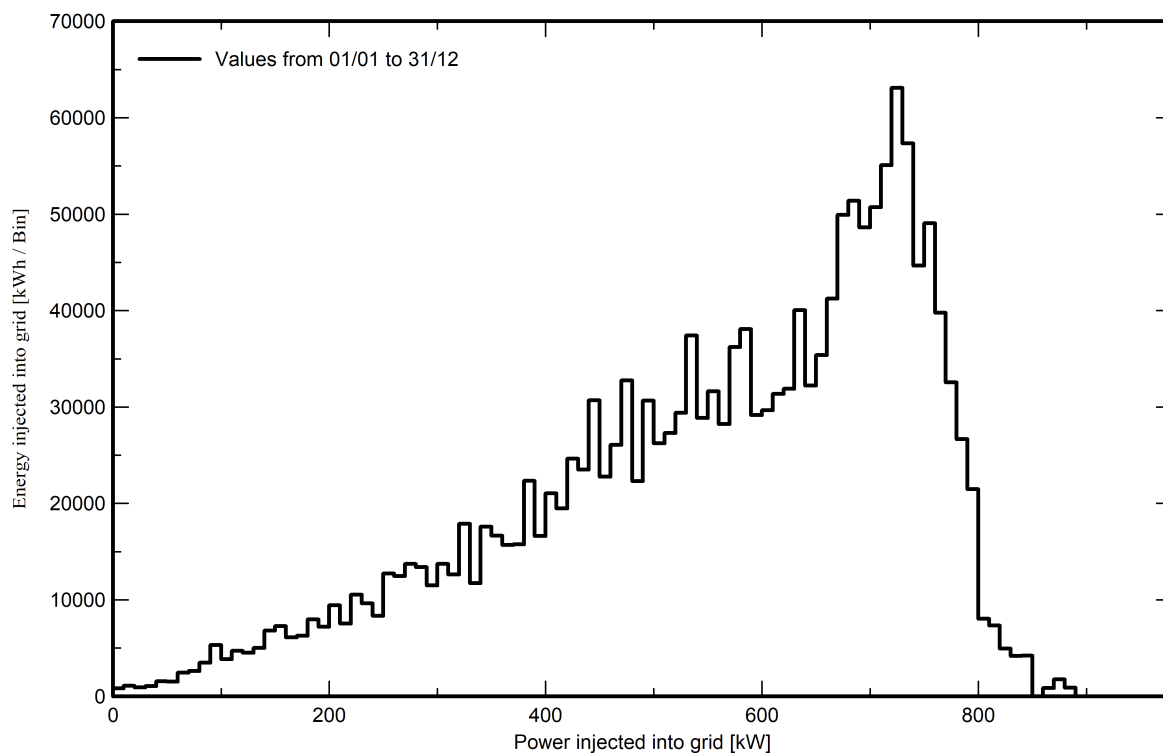
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: BCN BIFACIAL SEGUIDOR

Variant: Nueva variante de simulación

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

BCN - España



# Project: BCN BIFACIAL SEGUIDOR

Variant: Nueva variante de simulación

## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:17  
with v7.1.4

### Project summary

#### Geographical Site

BCN  
España

#### Situation

Latitude 41.39 °N  
Longitude 2.15 °E  
Altitude 45 m  
Time zone UTC+1

#### Project settings

Albedo 0.35

#### Meteo data

BCN  
Meteonorm 7.3 (1991-2010), Sat=14% - Sintético

### System summary

#### Grid-Connected System

#### PV Field Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

#### Trackers single array, with backtracking

#### Near Shadings

Linear shadings

#### User's needs

Unlimited load (grid)

#### System information

##### PV Array

Nb. of modules 1976 units  
Pnom total 998 kWp

##### Inverters

Nb. of units 5 units  
Pnom total 875 kWac  
Pnom ratio 1.140

### Results summary

Produced Energy	1954 MWh/year	Specific production	1958 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	90.79 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:17  
with v7.1.4

## General parameters

## Grid-Connected System

## Trackers single array, with backtracking

## PV Field Orientation

## Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

## Backtracking strategy

Nb. of trackers 41 units

Single array

## Sizes

Tracker Spacing 6.50 m

Collector width 2.03 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 31.2 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

## Backtracking limit angle

Phi limits +/- 71.3 °

## Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

## Horizon

Average Height 3.2 °

## Near Shadings

Linear shadings

## User's needs

Unlimited load (grid)

## Bifacial system

Model 2D Calculation  
unlimited trackers

## Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.50 m

Tracker width 2.07 m

Backtracking limit angle 71.3 °

GCR 31.8 %

Axis height above ground 2.10 m

## Bifacial model definitions

Ground albedo 0.35

Bifaciality factor 69 %

Rear shading factor 5.0 %

Rear mismatch loss 10.0 %

Module transparency 0.0 %

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer Generic

Model TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 505 Wp

Number of PV modules 1976 units

Nominal (STC) 998 kWp

Modules 76 Strings x 26 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp 926 kWp

U mpp 994 V

I mpp 931 A

## Total PV power

Nominal (STC) 998 kWp

Total 1976 modules

Module area 4762 m²

## Inverter

Manufacturer Generic

Model SUN2000-185KTL-H1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 175 kWac

Number of inverters 5 units

Total power 875 kWac

Operating voltage 550-1500 V

Max. power (=&gt;30°C) 185 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.14

## Total inverter power

Total power 875 kWac

Nb. of inverters 5 units

Pnom ratio 1.14



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:17  
with v7.1.4

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## DC wiring losses

Global array res. 3.5 mΩ

Loss Fraction 0.3 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

## System losses

## Unavailability of the system

Time fraction 0.5 %  
1.8 days,  
3 periods

## Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

## AC wiring losses

## Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.0 % at STC

## Inverter: SUN2000-185KTL-H1

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 85 m

## AC losses in transformers

## MV transfo

Grid Voltage 20 kV

## Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 1000 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 1.00 kW

Loss Fraction 0.1 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 6.40 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC



**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:17  
with v7.1.4

**Horizon definition**

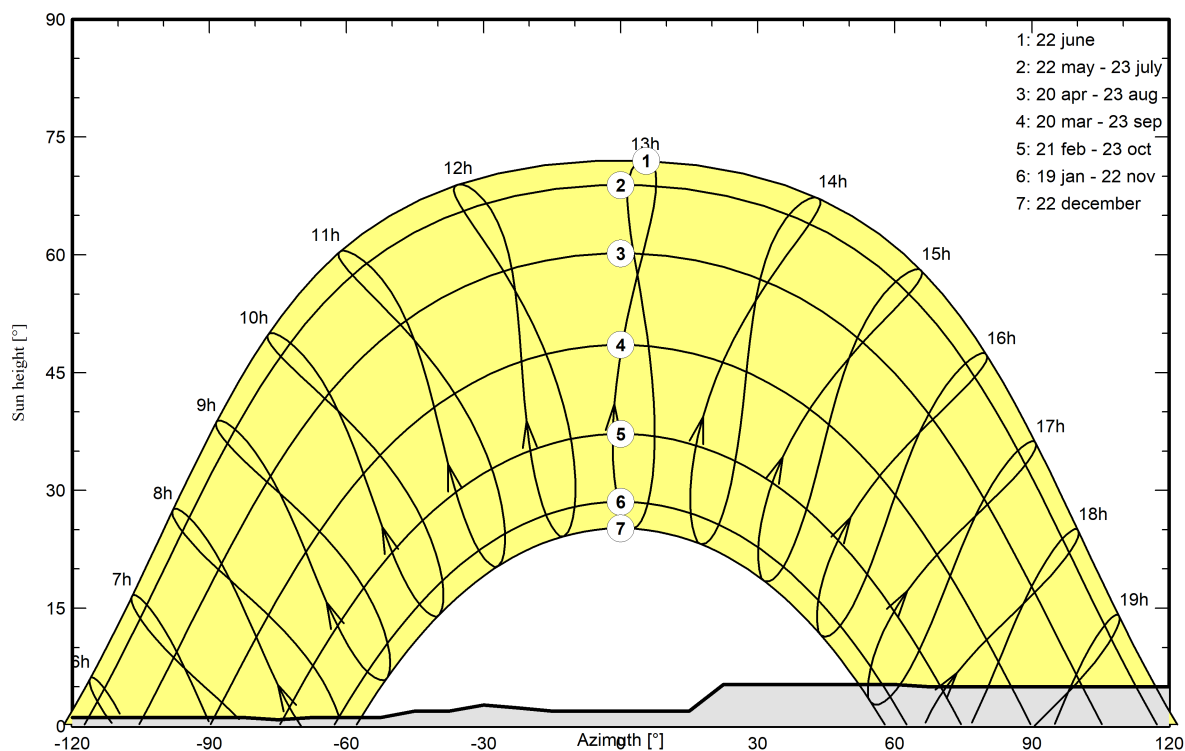
Average Height	3.2 °	Albedo Factor	0.75
Diffuse Factor	0.92	Albedo Fraction	100 %

**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-128	-120	-83	-75	-68	-53	-45	-38	-30
Height [°]	2.7	3.4	2.7	2.7	1.9	1.9	1.1	1.1	0.8	1.1	1.1	1.9	1.9	2.7
Azimuth [°]	-23	-15	15	23	60	68	135	143	150	158	165	173	180	
Height [°]	2.3	1.9	1.9	5.3	5.3	5.0	5.0	5.3	5.7	4.6	4.2	2.7	2.7	

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**

Horizon from PVGIS website API, Lat=41°23'19', Long=2°8'49', Alt=45m



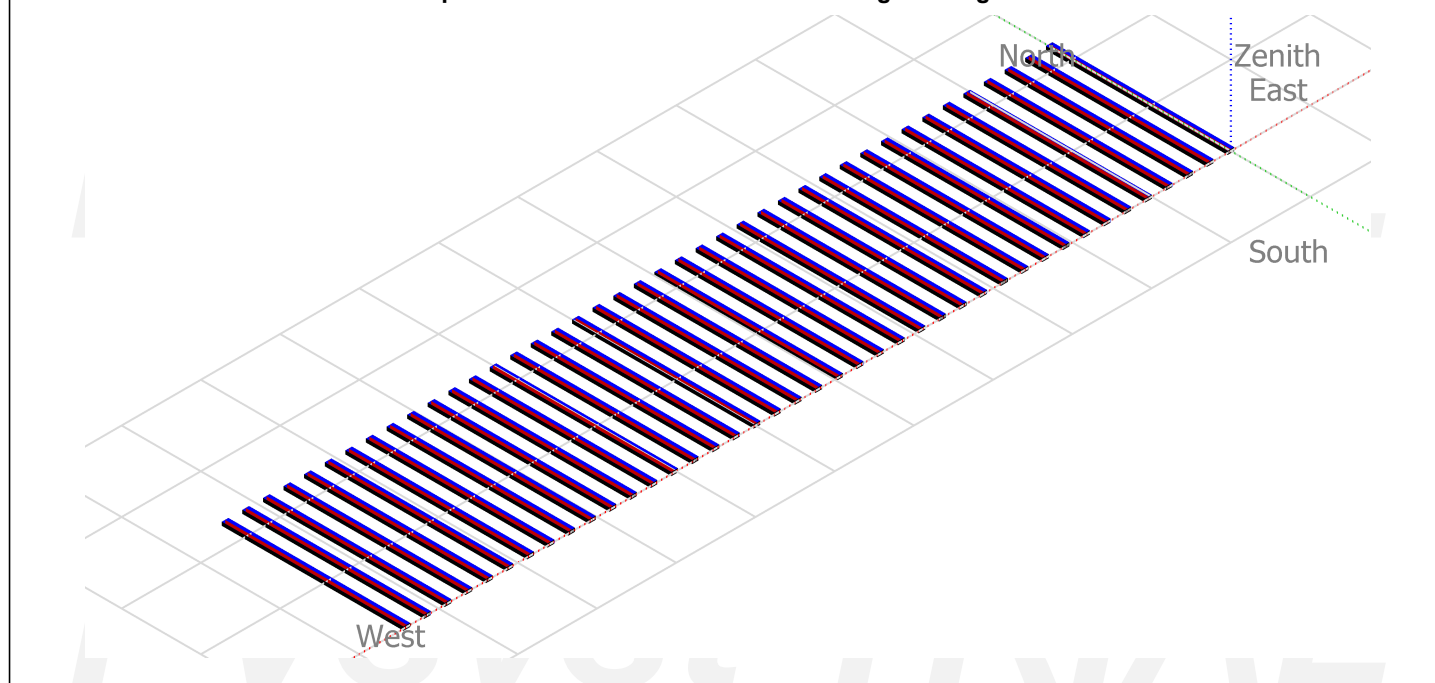


**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:17  
with v7.1.4

**Near shadings parameter**

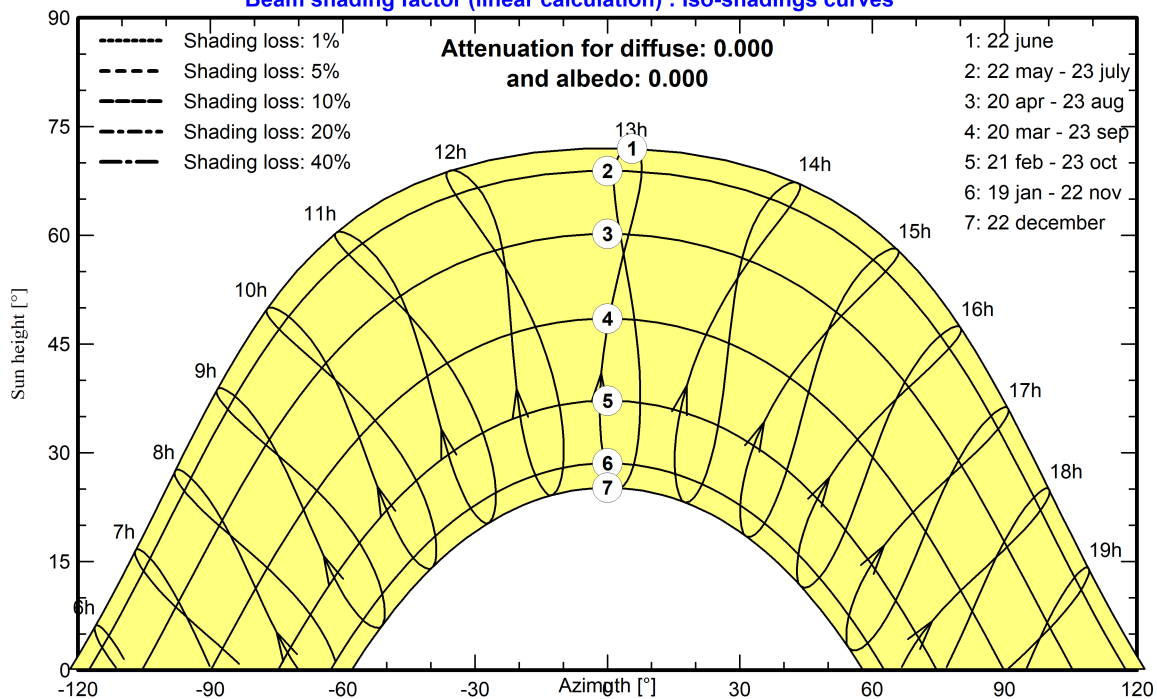
**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

**BCN BIFACIAL SEGUIDOR**

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





# Project: BCN BIFACIAL SEGUIDOR

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:17  
with v7.1.4

## Main results

### System Production

Produced Energy

1954 MWh/year

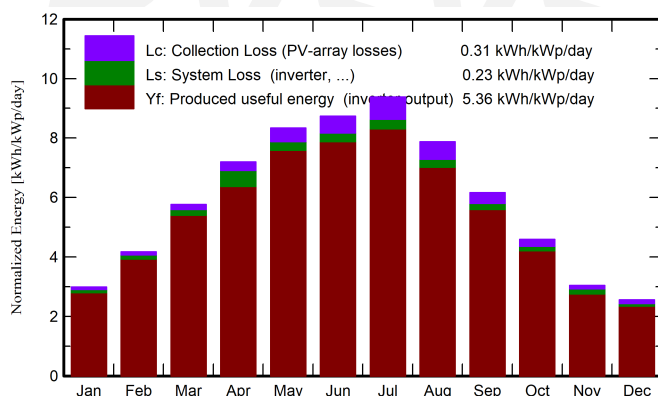
Specific production

1958 kWh/kWp/year

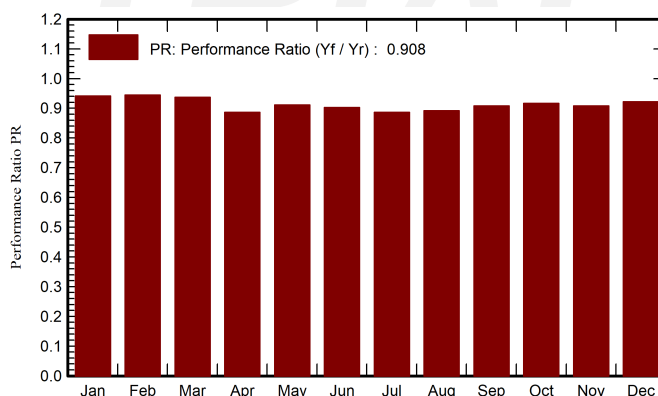
Performance Ratio PR

90.79 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	63.6	23.20	7.84	92.5	85.3	90.0	86.9	0.942
February	82.9	34.12	9.01	116.7	108.2	113.9	110.0	0.945
March	130.5	54.84	12.13	178.9	167.4	173.3	167.2	0.937
April	160.5	67.18	14.47	215.8	202.9	207.0	191.0	0.887
May	193.0	80.73	18.26	258.4	243.1	244.0	235.0	0.912
June	200.6	90.33	22.22	261.9	246.1	244.8	236.0	0.903
July	215.2	80.79	24.54	290.8	274.0	267.2	257.3	0.886
August	182.2	72.43	24.65	244.2	230.1	225.6	217.3	0.892
September	137.3	57.78	20.90	185.0	173.5	173.8	167.6	0.908
October	102.5	43.59	17.51	142.4	132.4	135.0	130.3	0.917
November	66.5	31.89	11.92	91.1	83.5	87.7	82.6	0.908
December	55.1	22.86	8.43	79.2	71.4	75.5	72.9	0.922
Year	1590.0	659.74	16.03	2156.8	2018.0	2037.8	1954.0	0.908

### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

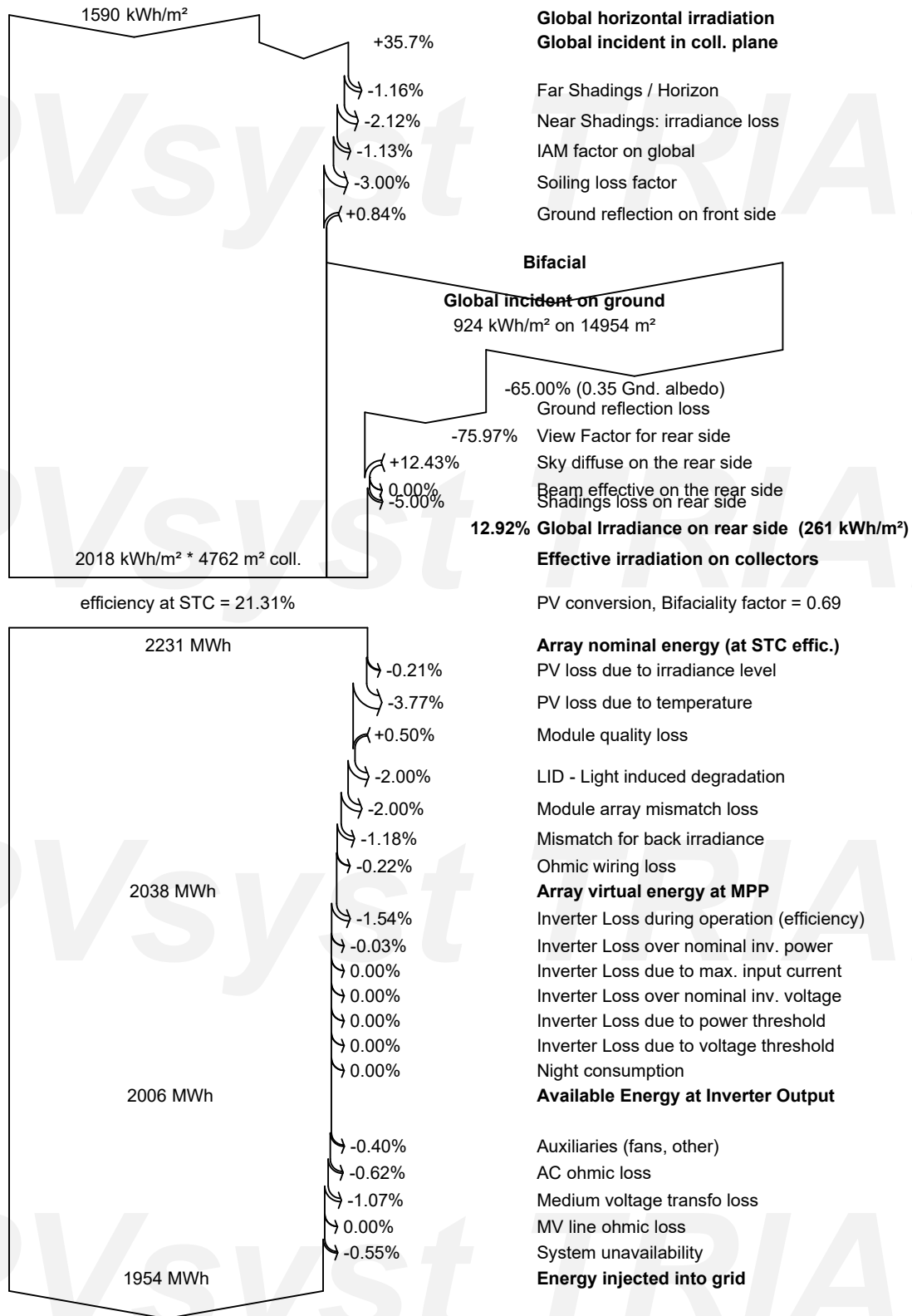




**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 19:17  
with v7.1.4

**Loss diagram**





**PVsyst V7.1.4**

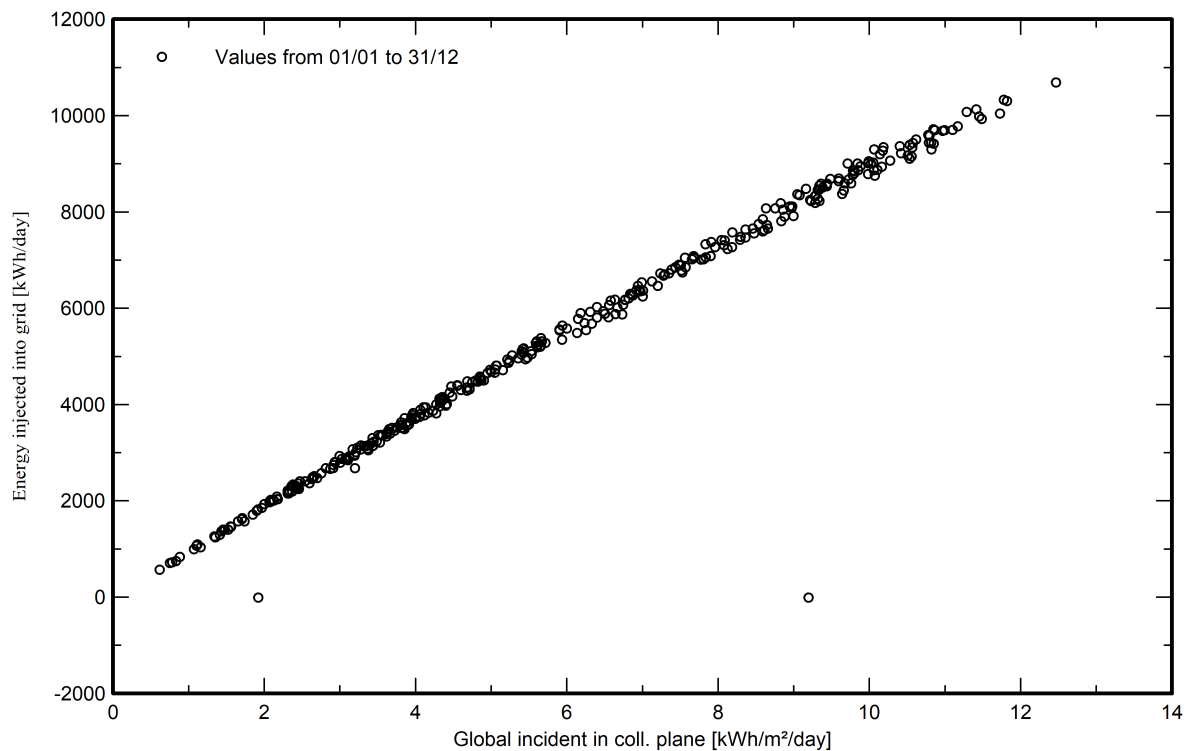
VC0, Simulation date:

10/02/21 19:17

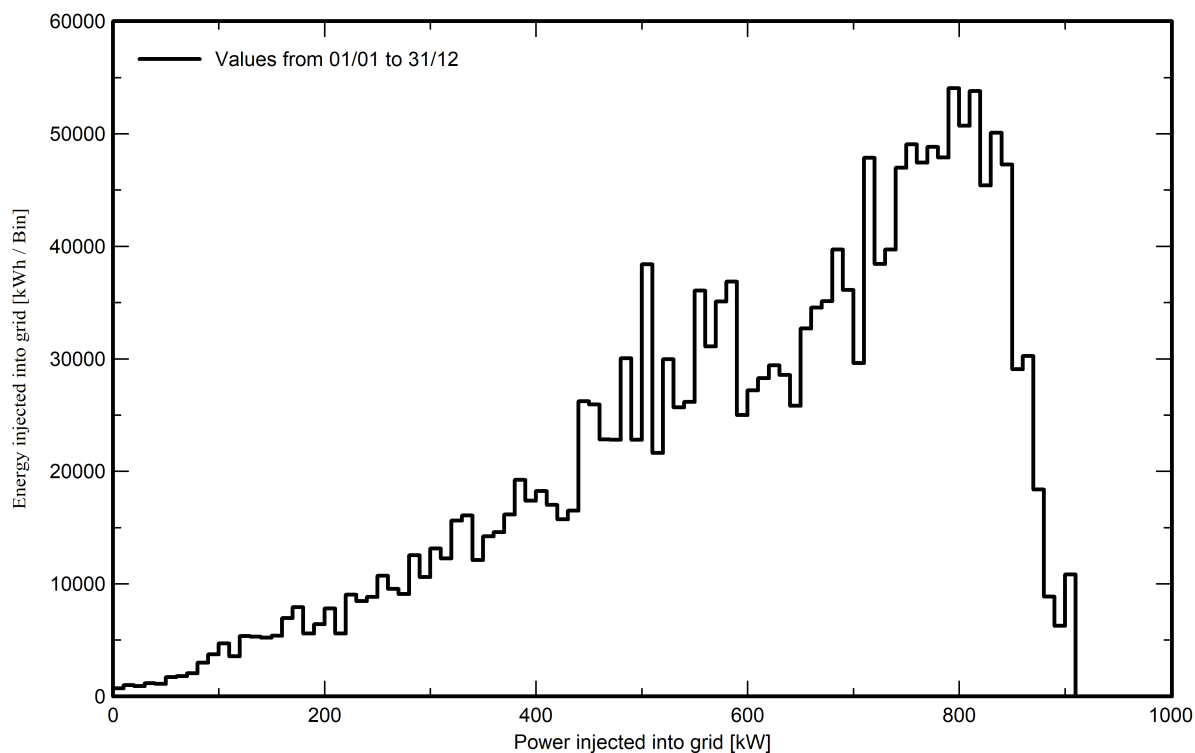
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: CONVENCIONAL SEGUIDOR BURGOS

Variant: BURGOS CONVENCIONAL SEGUIDOR

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

Burgos - Spain



# Project: CONVENCIONAL SEGUIDOR BURGOS

Variant: BURGOS CONVENCIONAL SEGUIDOR

## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:35  
with v7.1.4

### Project summary

#### Geographical Site

Burgos  
Spain

#### Situation

Latitude 42.34 °N  
Longitude -3.70 °W  
Altitude 879 m  
Time zone UTC+1

#### Project settings

Albedo 0.20

#### Meteo data

Burgos  
Meteonorm 7.3 (1995-2010), Sat=100% - Sintético

### System summary

#### Grid-Connected System

#### PV Field Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

#### Trackers single array, with backtracking

#### Near Shadings

Linear shadings

#### User's needs

Unlimited load (grid)

#### System information

##### PV Array

Nb. of modules 1976 units  
Pnom total 998 kWp

##### Inverters

Nb. of units 5 units  
Pnom total 875 kWac  
Pnom ratio 1.140

### Results summary

Produced Energy	1755 MWh/year	Specific production	1759 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.32 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



# Project: CONVENCIONAL SEGUIDOR BURGOS

Variant: BURGOS CONVENCIONAL SEGUIDOR

## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:35  
with v7.1.4

### General parameters

#### Grid-Connected System

#### PV Field Orientation

##### Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

#### Trackers single array, with backtracking

##### Backtracking strategy

Nb. of trackers 41 units

Single array

##### Sizes

Tracker Spacing 6.50 m

Collector width 2.00 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 30.8 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

##### Backtracking limit angle

Phi limits +/- 71.6 °

##### Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

#### Horizon

Average Height 4.2 °

#### Near Shadings

Linear shadings

#### User's needs

Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

#### PV module

Manufacturer

Generic

Model

TSM-DE18M-(II)-505

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

505 Wp

Number of PV modules

1976 units

Nominal (STC)

998 kWp

Modules

76 Strings x 26 In series

#### At operating cond. (50°C)

Pmpp

908 kWp

U mpp

1017 V

I mpp

893 A

#### Total PV power

Nominal (STC)

998 kWp

Total

1976 modules

Module area

4721 m²

#### Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-185KTL-H1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

175 kWac

Number of inverters

5 units

Total power

875 kWac

Operating voltage

550-1500 V

Max. power (=>30°C)

185 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.14

#### Total inverter power

Total power

875 kWac

Nb. of inverters

5 units

Pnom ratio

1.14

### Array losses

#### Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

#### Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

#### DC wiring losses

Global array res. 3.8 mΩ

Loss Fraction 0.3 % at STC

#### LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

#### Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

#### Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

#### IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:35  
with v7.1.4

**System losses**

**Unavailability of the system**

Time fraction 0.5 %  
1.8 days,  
3 periods

**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 4.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.0 % at STC

**Inverter: SUN2000-185KTL-H1**

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 86 m

**AC losses in transformers**

**MV transfo**

Grid Voltage 20 kV

**Operating losses at STC**

Nominal power at STC (PNomac) 984 kVA  
Iron loss (24/24 Connexion) 0.98 kW  
Loss Fraction 0.1 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 6.50 mΩ  
Loss Fraction 1.0 % at STC



# Project: CONVENCIONAL SEGUIDOR BURGOS

Variant: BURGOS CONVENCIONAL SEGUIDOR

## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:

11/02/21 13:35

with v7.1.4

### Horizon definition

Average Height 4.2 °

Albedo Factor 0.65

Diffuse Factor 0.91

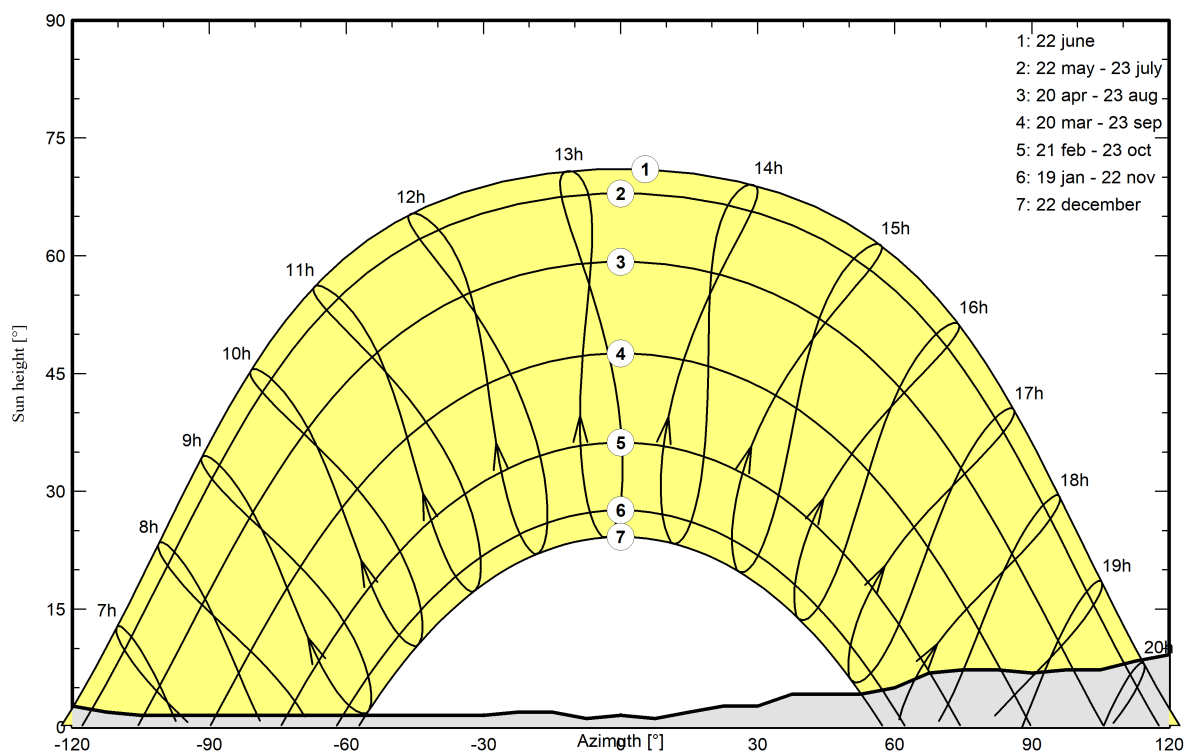
Albedo Fraction 100 %

### Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-120	-113	-105	-30	-23	-15	-8	0
Height [°]	6.1	5.0	4.2	2.7	2.7	1.9	1.5	1.5	1.9	1.9	1.1	1.5
Azimuth [°]	8	15	23	30	38	53	60	68	75	83	90	98
Height [°]	1.1	1.9	2.7	2.7	4.2	4.2	5.0	6.9	7.3	7.3	6.9	7.3
Azimuth [°]	105	113	120	128	135	143	150	158	173	180		
Height [°]	7.3	8.4	9.2	9.2	9.5	9.5	9.2	8.4	6.9	6.1		

### Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

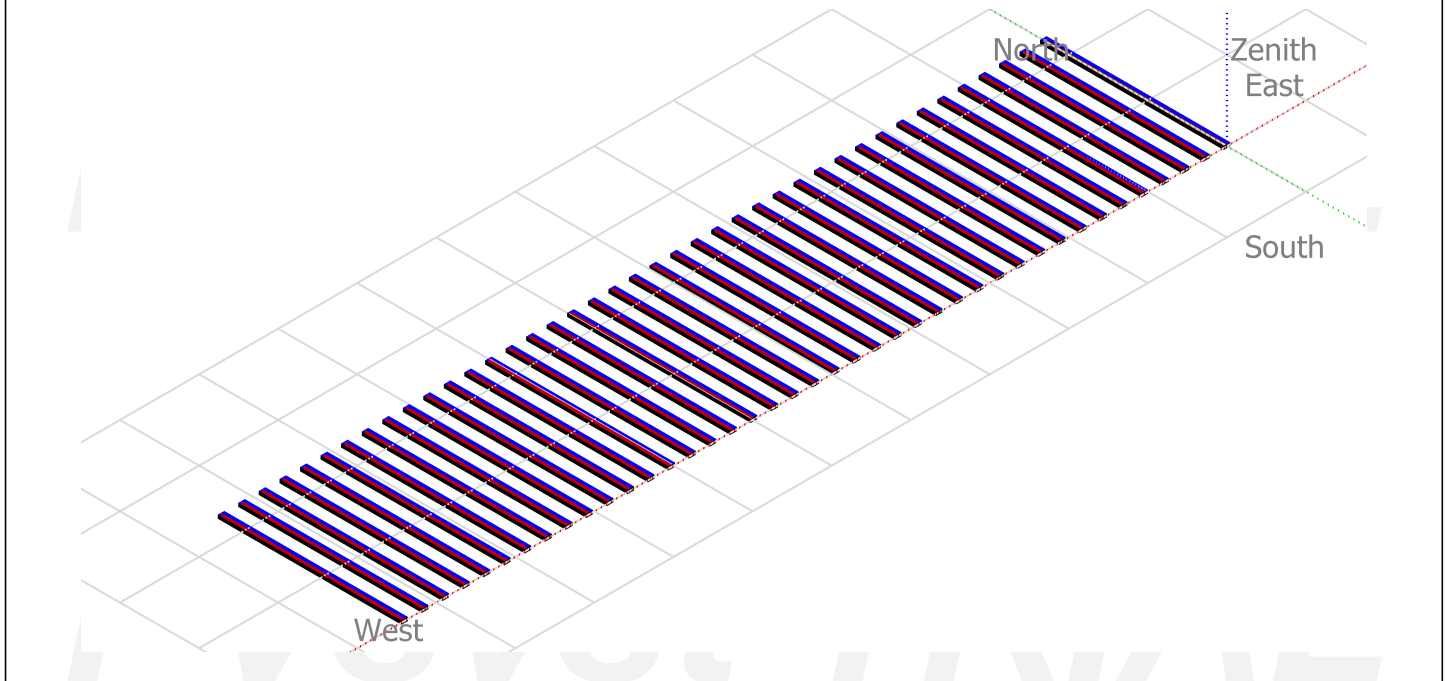
Horizon from PVGIS website API, Lat=42°20'40", Long=-3°42'2", Alt=879m





### Near shadings parameter

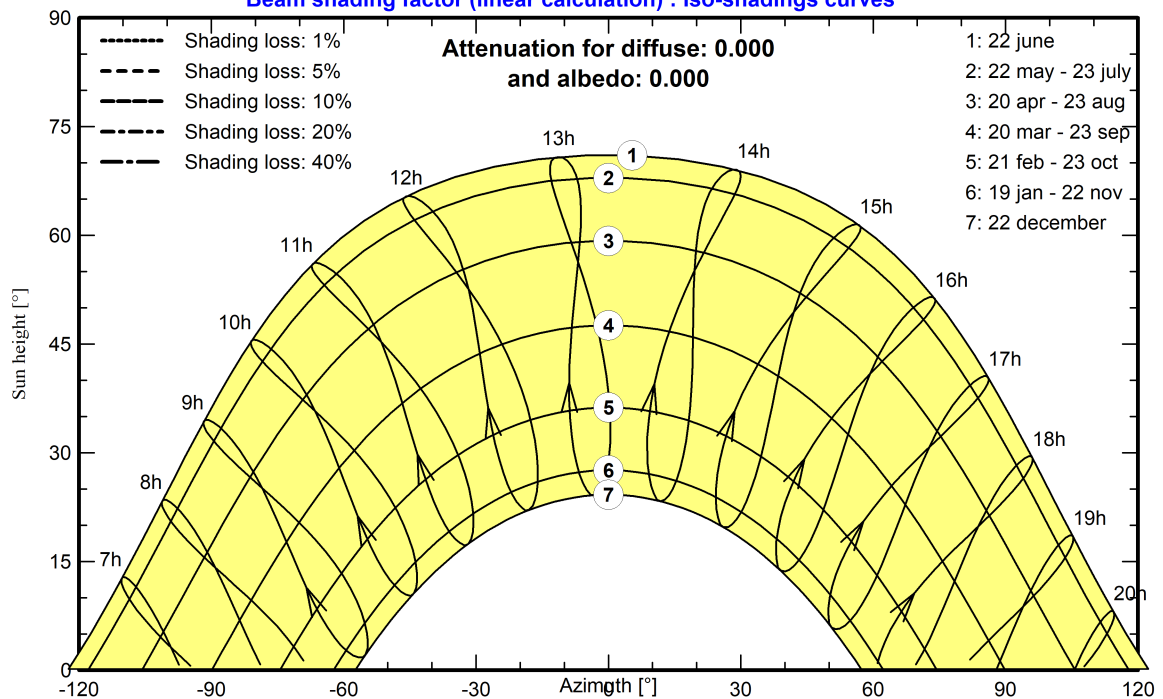
#### Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram

#### CONVENCIONAL SEGUIDOR BURGOS

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves







# Project: CONVENCIONAL SEGUIDOR BURGOS

Variant: BURGOS CONVENCIONAL SEGUIDOR

PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:

11/02/21 13:35

with v7.1.4

## Main results

### System Production

Produced Energy

1755 MWh/year

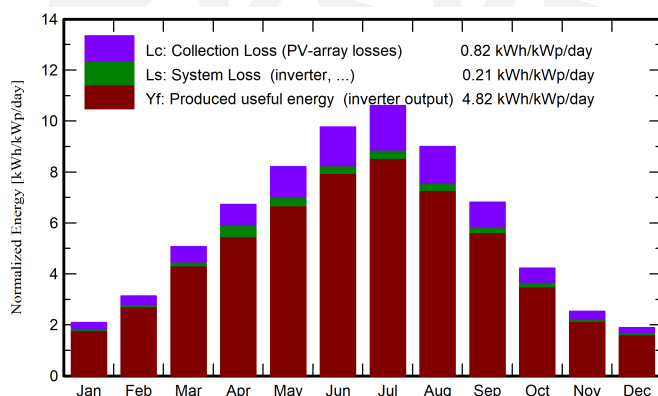
Specific production

1759 kWh/kWp/year

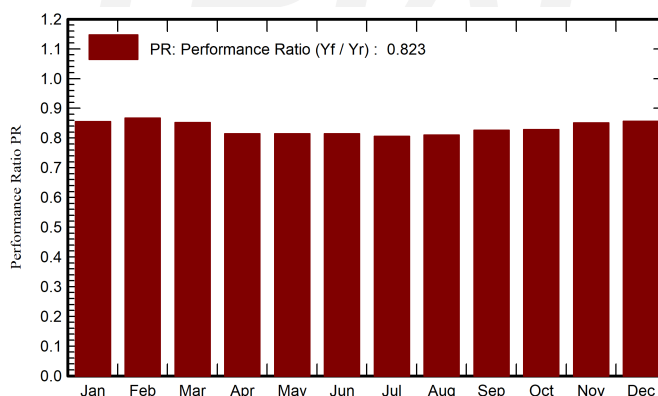
Performance Ratio PR

82.32 %

### Normalized productions (per installed kWp)



### Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	48.3	25.65	3.17	64.8	58.6	57.4	55.3	0.855
February	67.2	35.64	4.67	87.7	80.8	78.6	75.8	0.867
March	116.8	51.23	8.13	157.3	145.6	138.5	133.7	0.852
April	150.4	55.29	10.04	201.6	189.4	177.3	163.8	0.814
May	188.2	63.41	14.59	254.3	238.1	217.9	206.8	0.815
June	214.5	68.84	19.71	293.1	276.1	247.2	238.2	0.814
July	237.3	58.05	21.94	328.9	310.6	274.6	264.3	0.805
August	200.1	58.29	21.41	279.0	262.4	234.2	225.7	0.811
September	146.8	52.96	17.33	204.3	190.8	174.6	168.5	0.826
October	95.1	40.32	12.89	131.2	121.1	114.0	108.5	0.829
November	56.1	29.29	6.61	75.8	69.2	66.8	64.4	0.851
December	44.6	25.60	3.66	58.7	53.2	52.2	50.2	0.857
Year	1565.5	564.56	12.06	2136.6	1995.9	1833.4	1755.2	0.823

### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

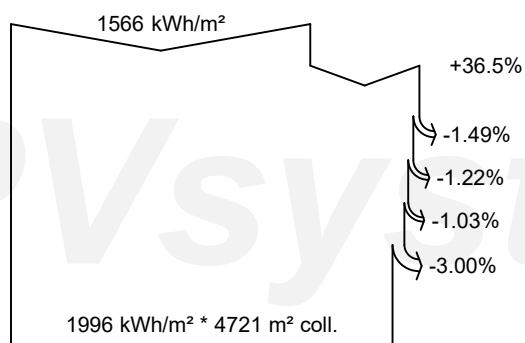
PR Performance Ratio



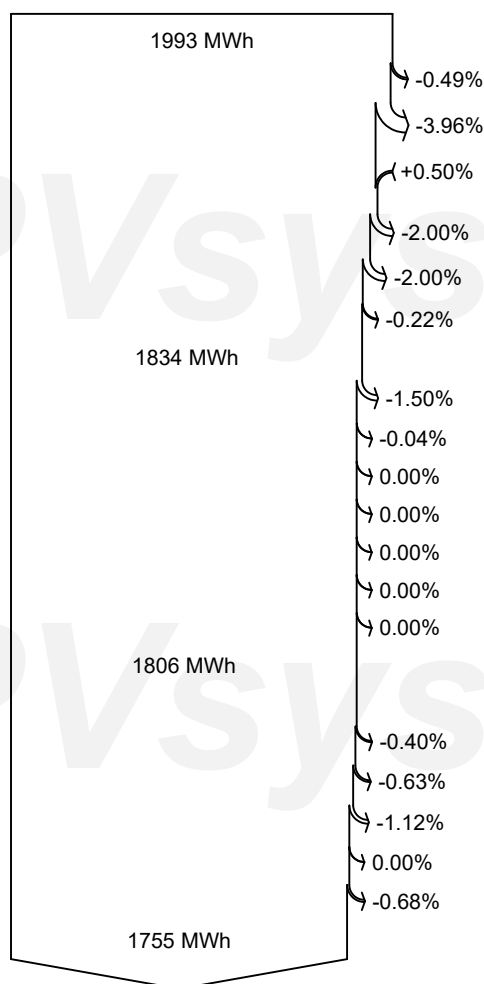
**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:35  
with v7.1.4

**Loss diagram**



efficiency at STC = 21.15%



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

System unavailability

**Energy injected into grid**



**PVsyst V7.1.4**

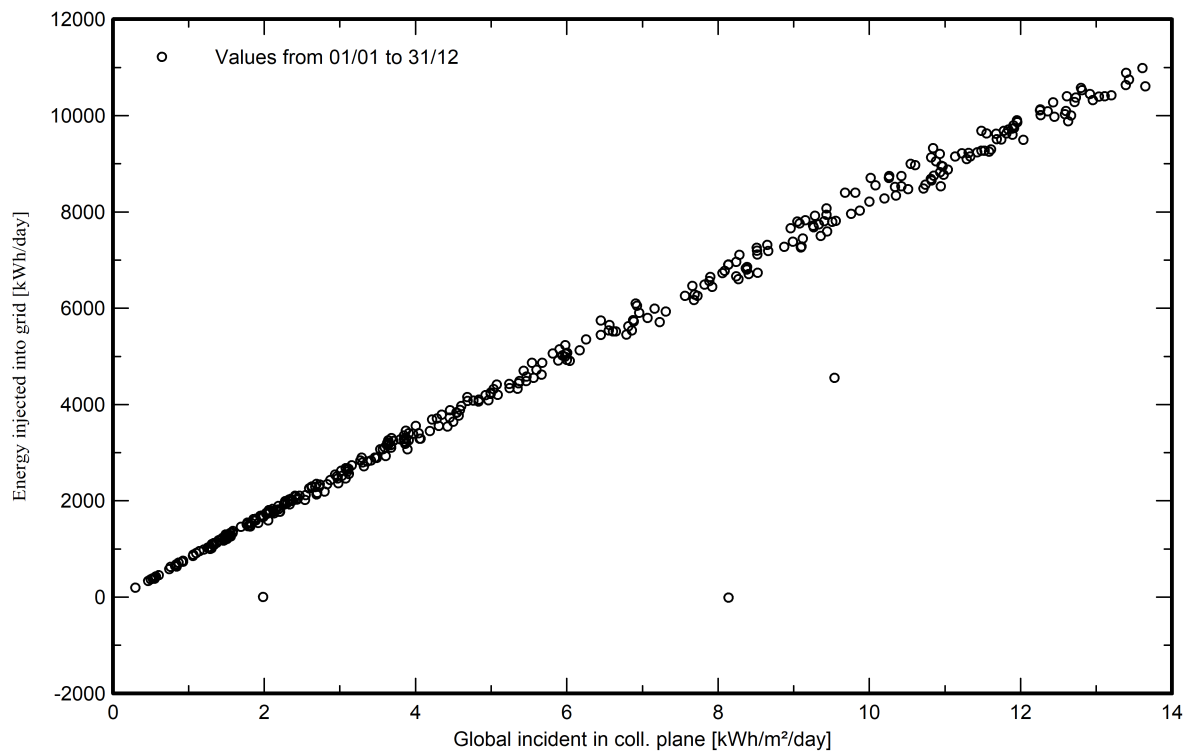
VC0, Simulation date:

11/02/21 13:35

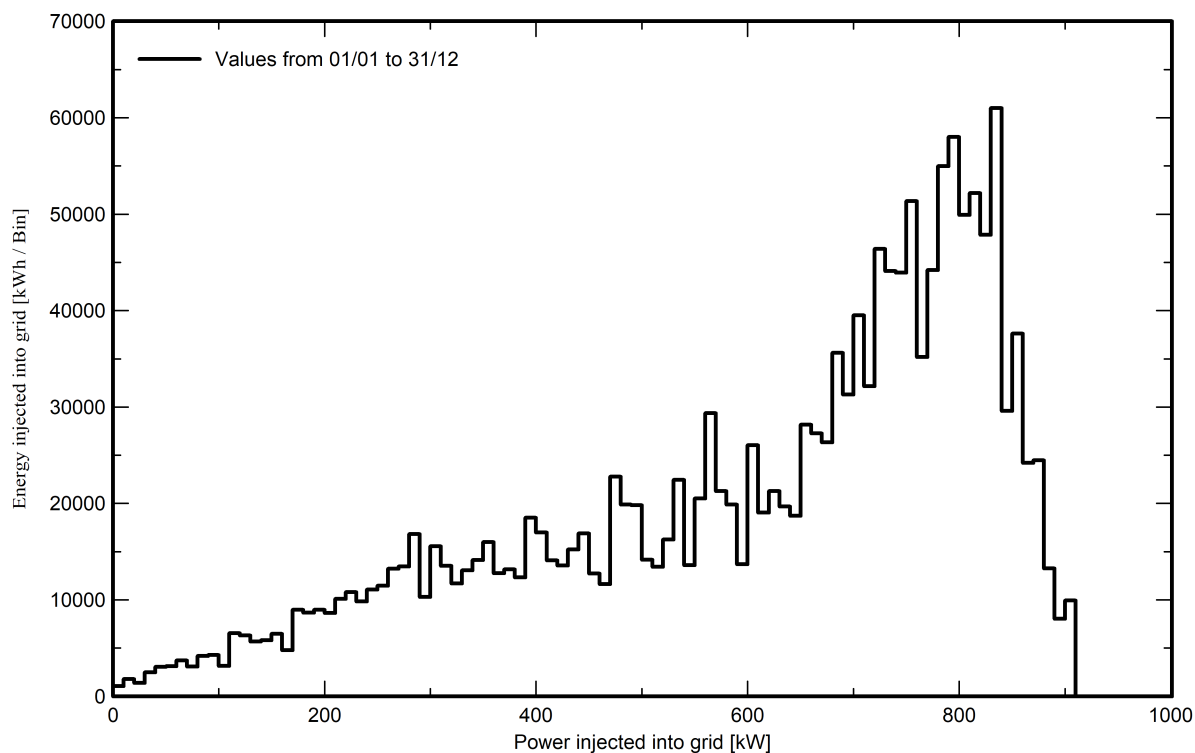
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: BIFACIAL\_SEGUIDOR\_BURGOS

Variant: BIFACIAL BURGOS

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

Burgos - España

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:42  
with v7.1.4

**Project summary****Geographical Site**

**Burgos**  
España

**Situation**

Latitude 42.34 °N  
Longitude -3.70 °W  
Altitude 879 m  
Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.35

**Meteo data**

Burgos  
Meteonorm 7.3 (1995-2010), Sat=100% - Sintético

**System summary****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules 1976 units  
Pnom total 998 kWp

**Inverters**

Nb. of units 5 units  
Pnom total 875 kWac  
Pnom ratio 1.140

**Results summary**

Produced Energy 1961 MWh/year Specific production 1965 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 90.94 %

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:42  
with v7.1.4

## General parameters

## Grid-Connected System

## Trackers single array, with backtracking

## PV Field Orientation

## Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

## Backtracking strategy

Nb. of trackers 41 units  
Single array

## Sizes

Tracker Spacing 6.50 m  
Collector width 2.00 m  
Ground Cov. Ratio (GCR) 30.8 %  
Top inactive band 0.02 m  
Bottom inactive band 0.02 m

## Backtracking limit angle

Phi limits +/- 71.6 °

## Models used

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonorm  
Circumsolar separate

## Horizon

Average Height 4.2 °

## Near Shadings

Linear shadings

## User's needs

Unlimited load (grid)

## Bifacial system

Model 2D Calculation  
unlimited trackers

## Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.50 m  
Tracker width 2.04 m  
Backtracking limit angle 71.6 °  
GCR 31.4 %  
Axis height above ground 2.10 m

## Bifacial model definitions

Ground albedo 0.35  
Bifaciality factor 69 %  
Rear shading factor 5.0 %  
Rear mismatch loss 10.0 %  
Module transparency 0.0 %

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer Generic  
Model TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 505 Wp  
Number of PV modules 1976 units  
Nominal (STC) 998 kWp  
Modules 76 Strings x 26 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp 926 kWp  
U mpp 994 V  
I mpp 931 A

## Total PV power

Nominal (STC) 998 kWp  
Total 1976 modules  
Module area 4762 m²

## Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-185KTL-H1  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 175 kWac  
Number of inverters 5 units  
Total power 875 kWac  
Operating voltage 550-1500 V  
Max. power (=>30°C) 185 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.14

## Total inverter power

Total power 875 kWac  
Nb. of inverters 5 units  
Pnom ratio 1.14



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:42  
with v7.1.4

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## DC wiring losses

Global array res. 18 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

## System losses

## Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW

0.0 kW from Power thresh.



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:

11/02/21 13:42

with v7.1.4

## Horizon definition

Average Height 4.2 °

Albedo Factor 0.65

Diffuse Factor 0.91

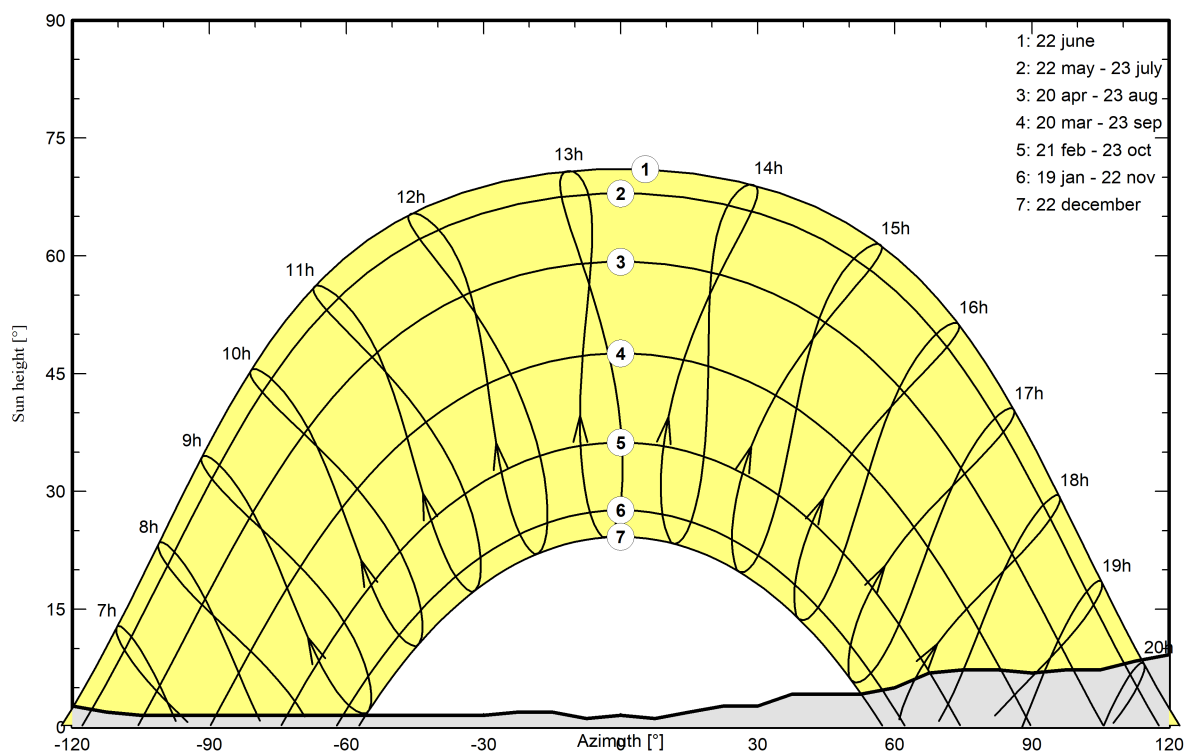
Albedo Fraction 100 %

## Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-120	-113	-105	-30	-23	-15	-8	0
Height [°]	6.1	5.0	4.2	2.7	2.7	1.9	1.5	1.5	1.9	1.9	1.1	1.5
Azimuth [°]	8	15	23	30	38	53	60	68	75	83	90	98
Height [°]	1.1	1.9	2.7	2.7	4.2	4.2	5.0	6.9	7.3	7.3	6.9	7.3
Azimuth [°]	105	113	120	128	135	143	150	158	173	180		
Height [°]	7.3	8.4	9.2	9.2	9.5	9.5	9.2	8.4	6.9	6.1		

## Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Horizon from PVGIS website API, Lat=42°20'40', Long=-3°42'2", Alt=879m

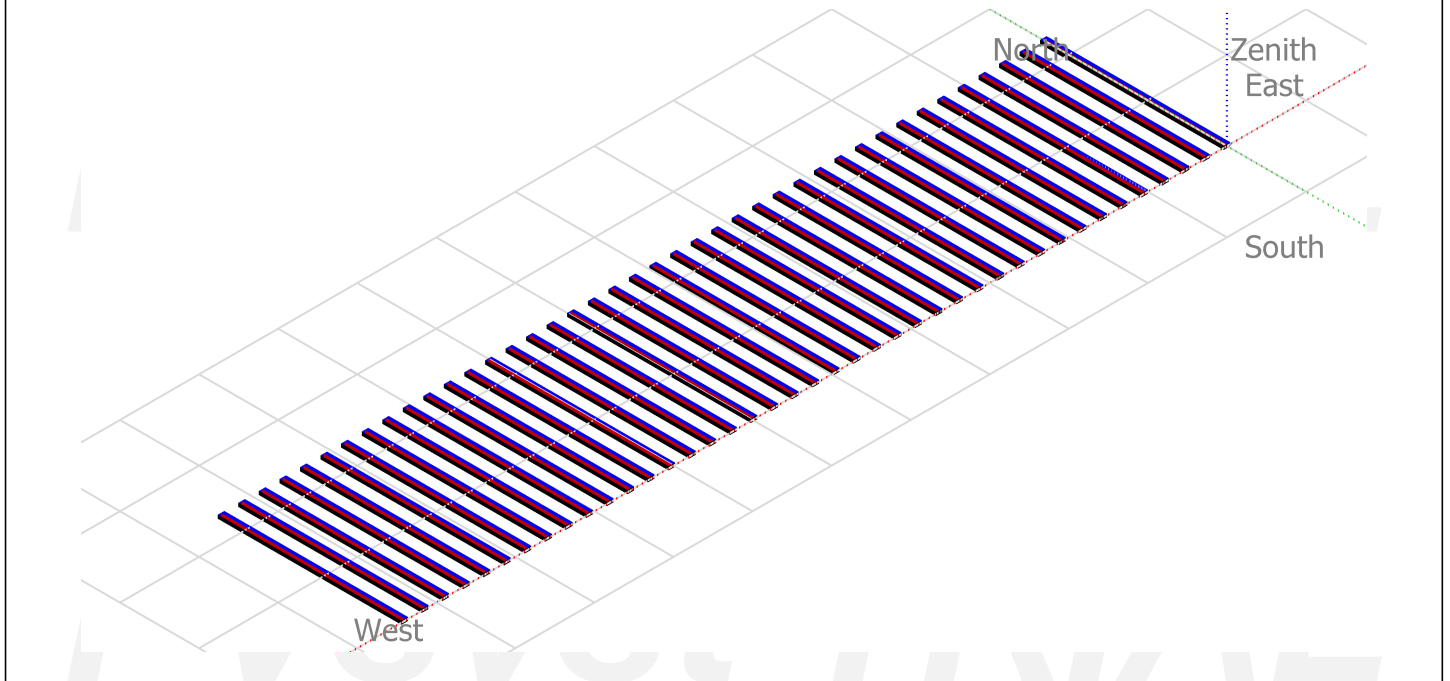




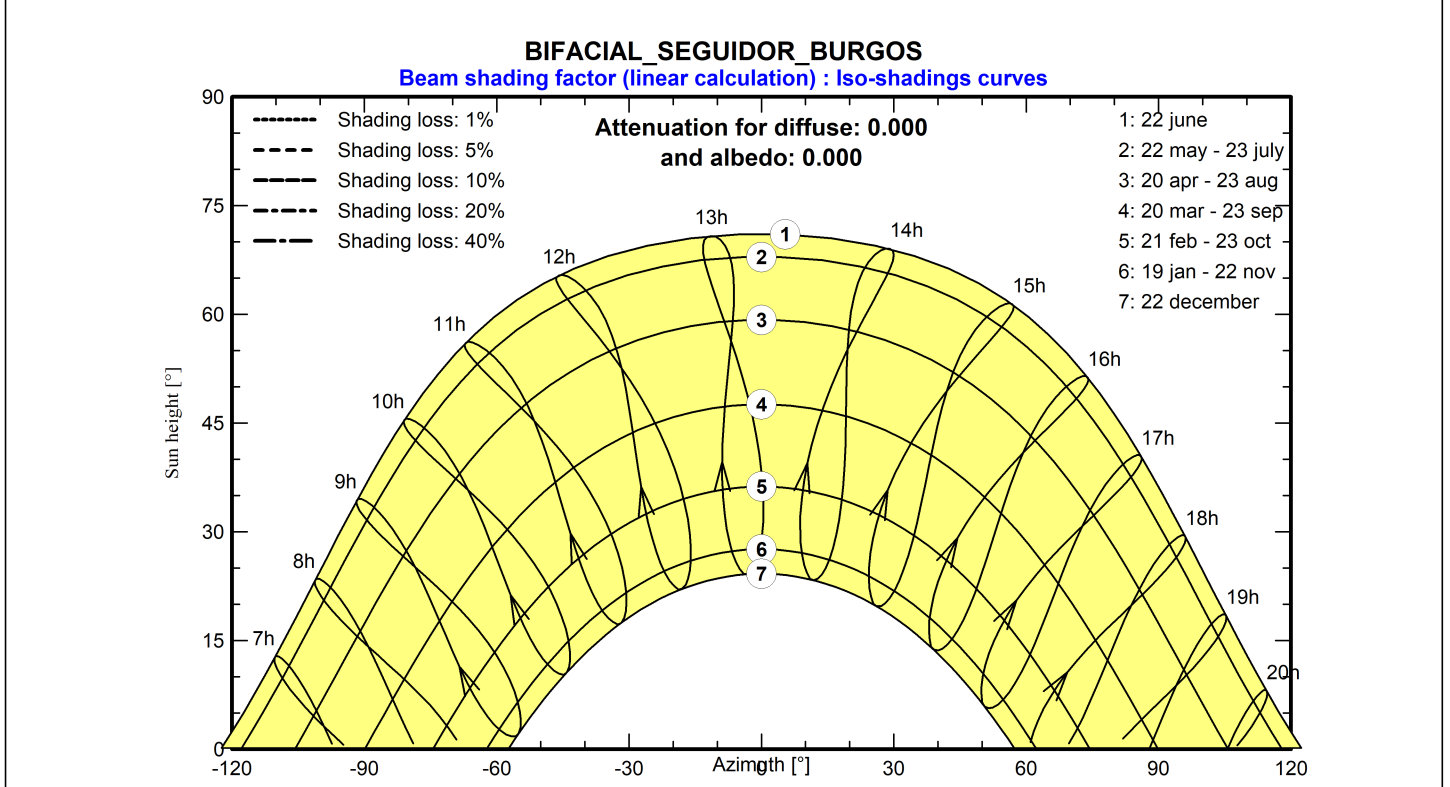


### Near shadings parameter

#### Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:42  
with v7.1.4

## Main results

## System Production

Produced Energy

1961 MWh/year

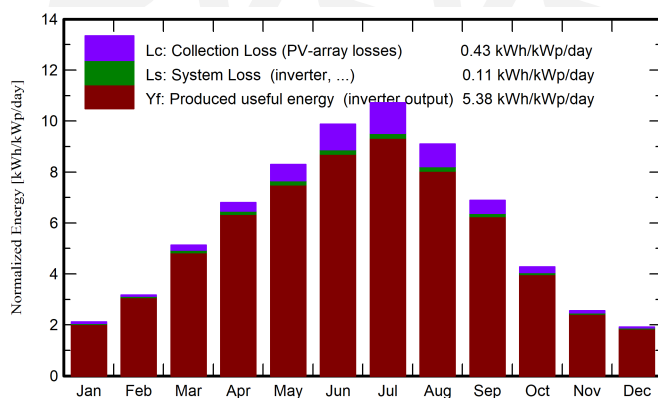
Specific production

1965 kWh/kWp/year

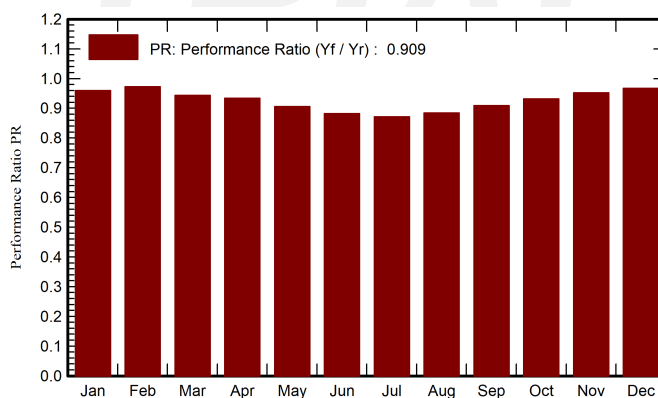
Performance Ratio PR

90.94 %

## Normalized productions (per installed kWp)



## Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	48.3	25.65	3.17	65.6	59.3	64.0	62.8	0.960
February	67.2	35.64	4.67	88.8	81.9	87.7	86.1	0.972
March	116.8	51.23	8.13	159.1	147.3	152.8	149.9	0.944
April	150.4	55.29	10.04	203.9	191.4	193.7	189.9	0.933
May	188.2	63.41	14.59	257.1	240.5	237.0	232.3	0.906
June	214.5	68.84	19.71	296.3	278.8	266.1	260.8	0.882
July	237.3	58.05	21.94	332.3	313.5	294.9	288.8	0.871
August	200.1	58.29	21.41	282.1	264.9	254.2	249.0	0.885
September	146.8	52.96	17.33	206.6	192.8	191.2	187.4	0.909
October	95.1	40.32	12.89	132.7	122.4	125.8	123.5	0.932
November	56.1	29.29	6.61	76.7	70.1	74.3	72.9	0.952
December	44.6	25.60	3.66	59.5	53.9	58.4	57.4	0.967
Year	1565.5	564.56	12.06	2160.8	2016.8	2000.1	1960.8	0.909

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

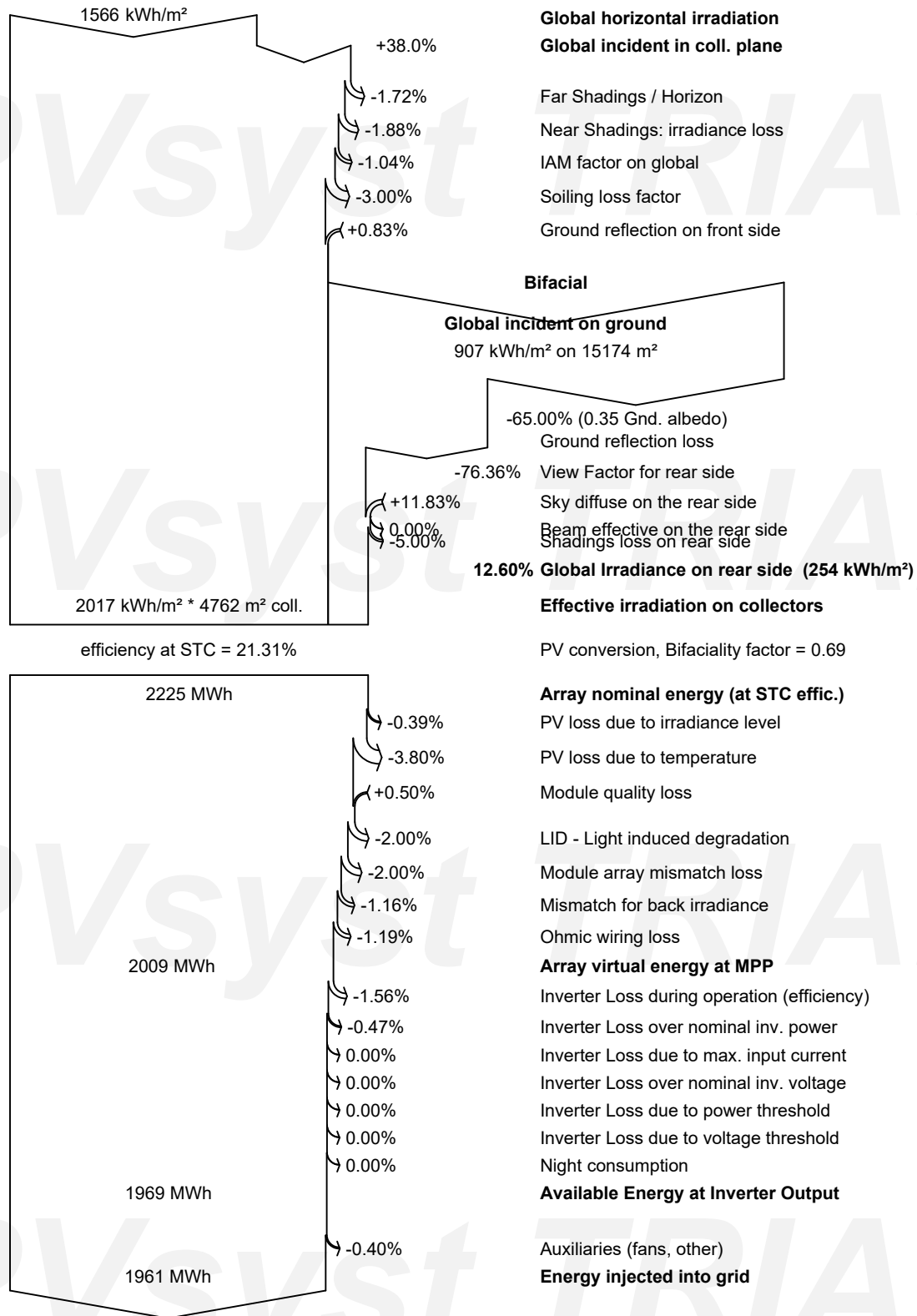
E\_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
11/02/21 13:42  
with v7.1.4

### Loss diagram





**PVsyst V7.1.4**

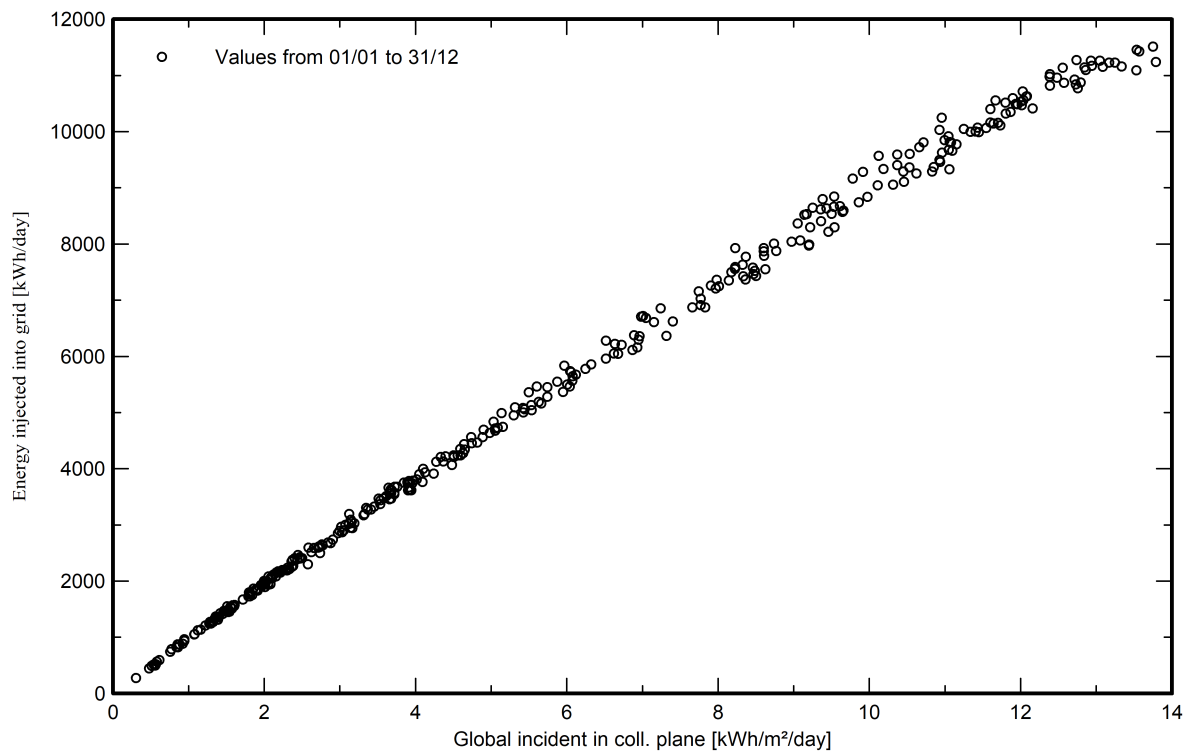
VC0, Simulation date:

11/02/21 13:42

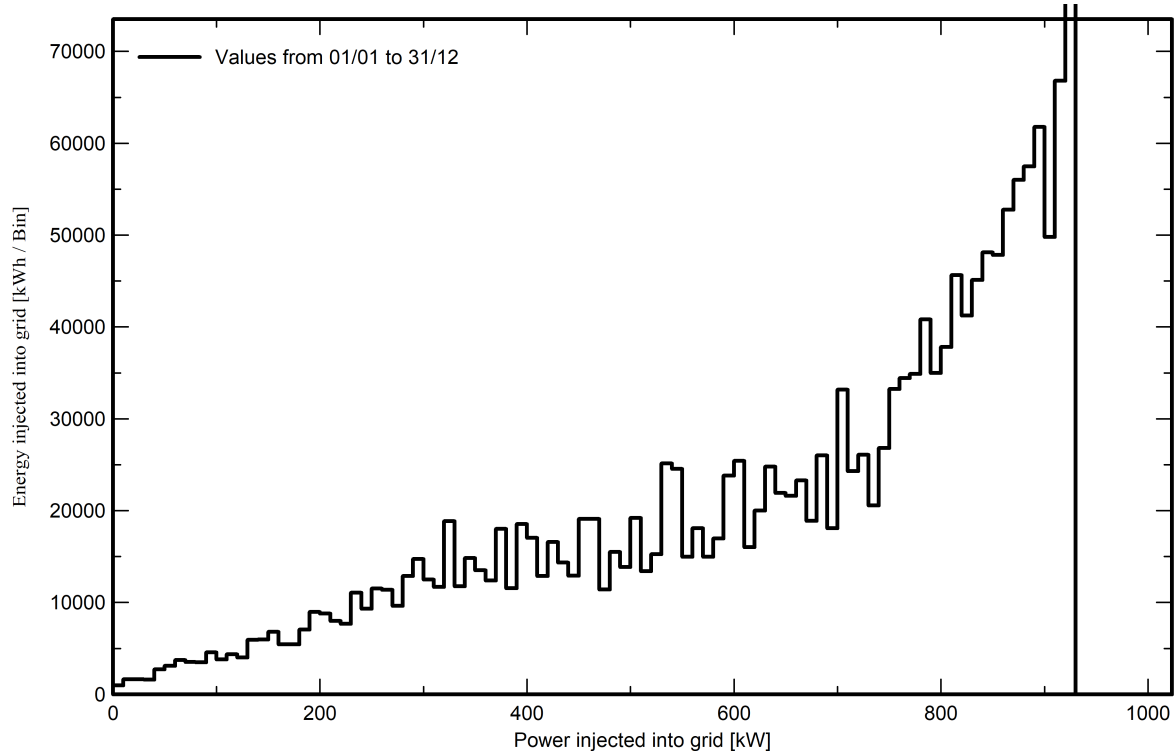
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_BILBAO

Variant: CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_BILBAO

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

Bilbao/Sondica - Spain



# Project: CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_BILBAO

Variant: CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_BILBAO

## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:35  
with v7.1.4

### Project summary

#### Geographical Site

Bilbao/Sondica  
Spain

#### Situation

Latitude 43.30 °N  
Longitude -2.93 °W  
Altitude 34 m  
Time zone UTC+1

#### Project settings

Albedo 0.35

#### Meteo data

Bilbao/Sondica  
MeteoNorm 7.2 station - Sintético

### System summary

#### Grid-Connected System

#### Trackers single array, with backtracking

#### PV Field Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

#### Near Shadings

Linear shadings

#### User's needs

Unlimited load (grid)

#### System information

##### PV Array

Nb. of modules 1976 units  
Pnom total 998 kWp

##### Inverters

Nb. of units 5 units  
Pnom total 875 kWac  
Pnom ratio 1.140

### Results summary

Produced Energy 1290 MWh/year Specific production 1293 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 81.12 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:35  
with v7.1.4

## General parameters

## Grid-Connected System

## Trackers single array, with backtracking

## PV Field Orientation

## Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

## Backtracking strategy

Nb. of trackers 41 units

Single array

## Sizes

Tracker Spacing 6.50 m

Collector width 2.02 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 31.1 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

## Backtracking limit angle

Phi limits +/- 71.3 °

## Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

## Horizon

Average Height 4.2 °

## Near Shadings

Linear shadings

## User's needs

Unlimited load (grid)

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer

Generic

Model

TSM-DE18M-(II)-505

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

505 Wp

Number of PV modules

1976 units

Nominal (STC)

998 kWp

Modules

76 Strings x 26 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp

908 kWp

U mpp

1017 V

I mpp

893 A

## Total PV power

Nominal (STC)

998 kWp

Total

1976 modules

Module area

4721 m²

## Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-185KTL-H1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

175 kWac

Number of inverters

5 units

Total power

875 kWac

Operating voltage

550-1500 V

Max. power (=&gt;30°C)

185 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.14

## Total inverter power

Total power

875 kWac

Nb. of inverters

5 units

Pnom ratio

1.14

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

## DC wiring losses

Global array res. 3.8 mΩ

Loss Fraction 0.3 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.5 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 1.5 % at MPP

## Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:35  
with v7.1.4

**System losses****Unavailability of the system**

Time fraction 0.5 %  
1.8 days,  
3 periods

**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 4.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

**AC wiring losses****Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri  
Loss Fraction 1.0 % at STC

**Inverter: SUN2000-185KTL-H1**

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 87 m

**AC losses in transformers****MV transfo**

Grid Voltage 20 kV

**Operating losses at STC**

Nominal power at STC (PNomac) 984 kVA  
Iron loss (24/24 Connexion) 0.98 kW  
Loss Fraction 0.1 % at STC  
Coils equivalent resistance 3 x 6.50 mΩ  
Loss Fraction 1.0 % at STC





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:35  
with v7.1.4

## Horizon definition

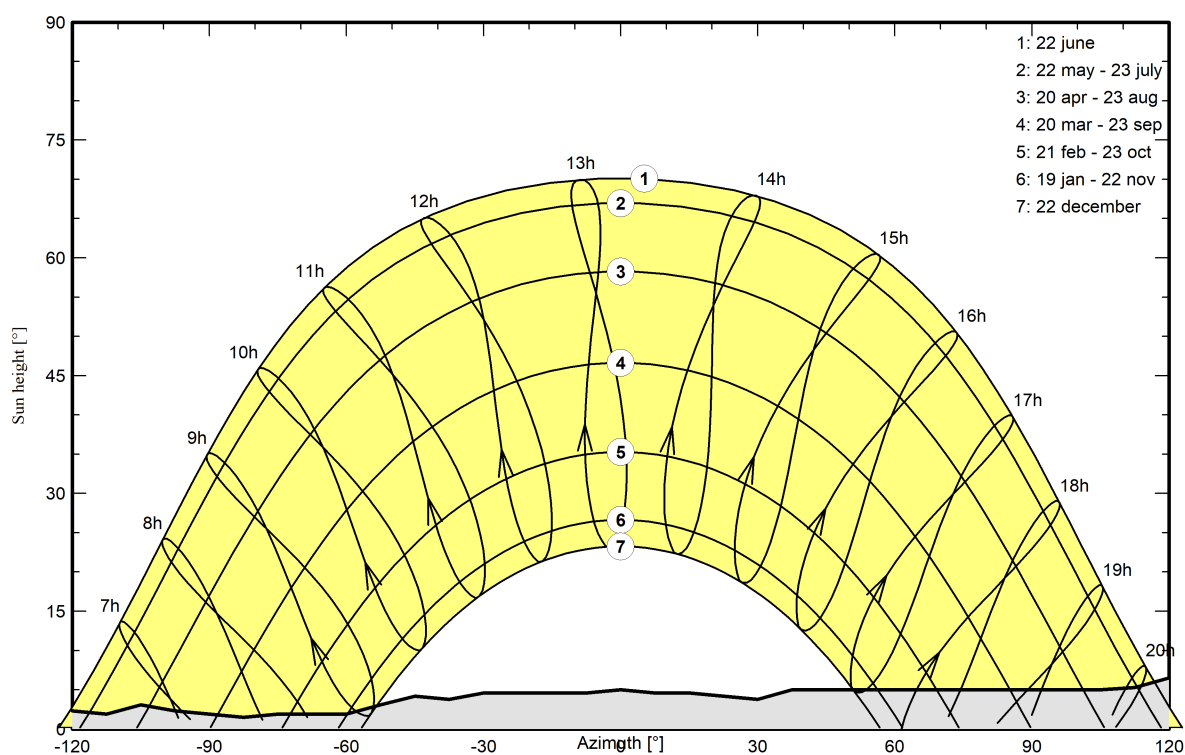
Average Height	4.2 °	Albedo Factor	0.73
Diffuse Factor	0.93	Albedo Fraction	100 %

## Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98
Height [°]	4.2	4.2	3.8	3.8	3.4	4.2	2.7	2.3	1.9	3.1	2.3
Azimuth [°]	-90	-83	-75	-60	-53	-45	-38	-30	-8	0	8
Height [°]	1.9	1.5	1.9	1.9	3.1	4.2	3.8	4.6	4.6	5.0	4.6
Azimuth [°]	15	23	30	38	105	113	120	158	165	173	180
Height [°]	4.6	4.2	3.8	5.0	5.0	5.3	6.5	6.5	3.8	4.2	4.2

## Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Horizon from PVGIS website API, Lat=43°18'0", Long=-2°55'48', Alt=34m



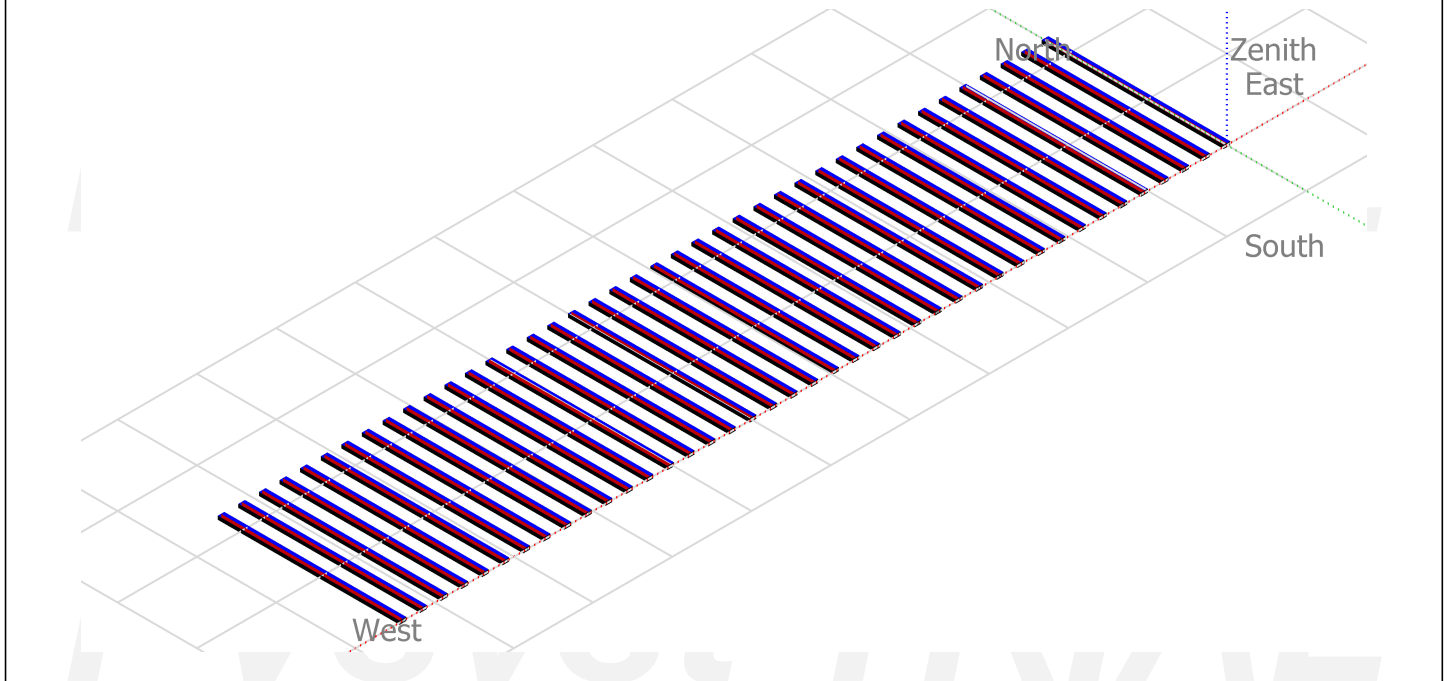


**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:35  
with v7.1.4

**Near shadings parameter**

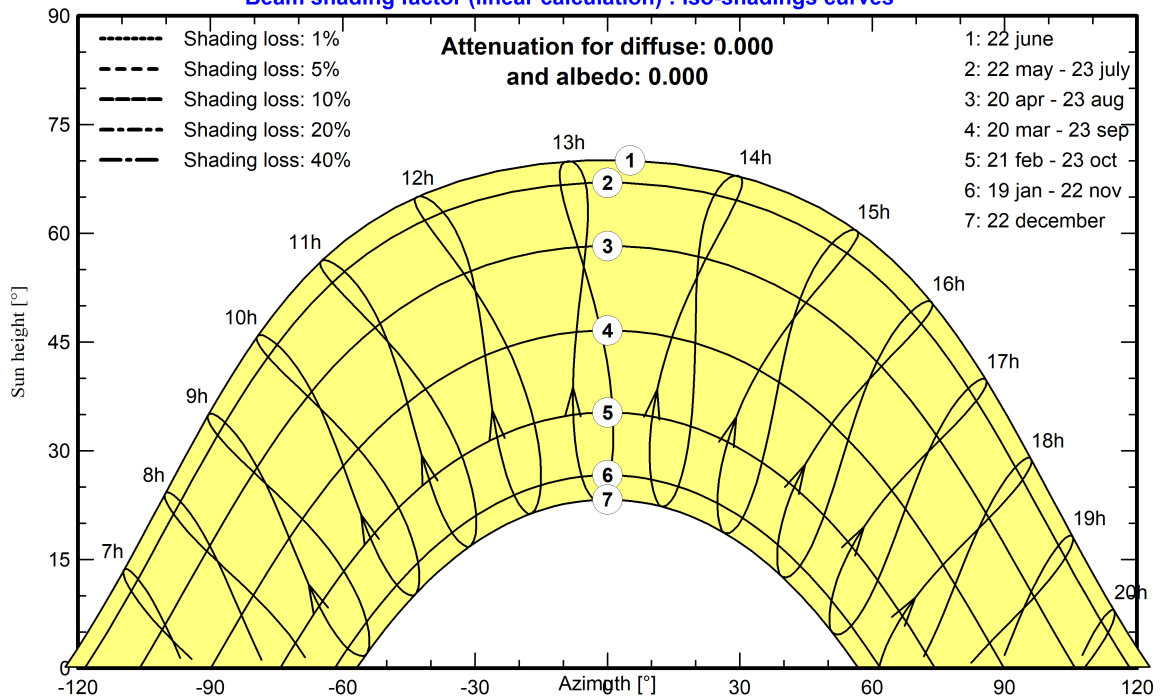
**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**

**CONVENCIONAL\_SEGUIDOR\_BILBAO**

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:35  
with v7.1.4

## Main results

## System Production

Produced Energy

1290 MWh/year

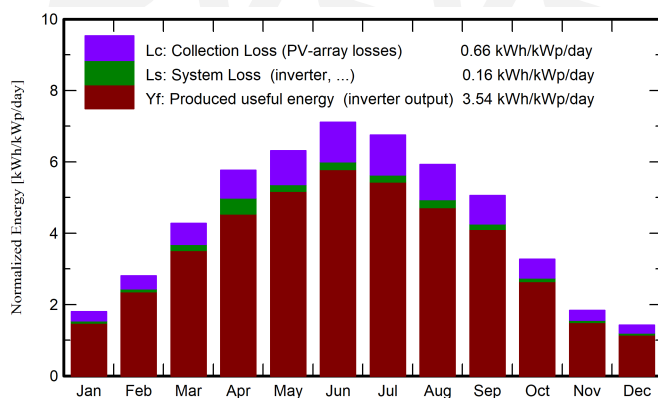
Specific production

1293 kWh/kWp/year

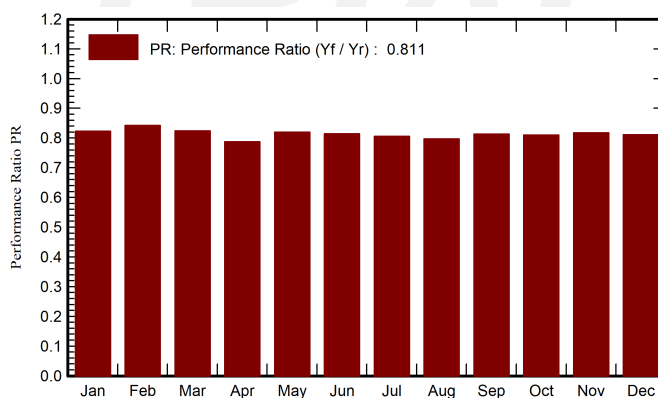
Performance Ratio PR

81.12 %

## Normalized productions (per installed kWp)



## Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	42.4	24.60	9.80	55.8	50.1	47.8	45.8	0.823
February	61.4	36.50	9.60	78.5	71.5	68.4	66.0	0.843
March	101.3	51.60	12.40	132.4	121.5	114.3	108.9	0.824
April	132.1	65.10	13.40	173.0	160.3	149.6	136.0	0.788
May	153.9	81.40	16.80	195.7	181.1	166.0	160.1	0.820
June	167.2	84.60	20.10	213.3	198.4	179.7	173.4	0.815
July	161.7	84.70	21.70	209.3	194.2	174.5	168.3	0.806
August	145.2	79.50	22.00	183.8	169.8	152.9	146.2	0.797
September	110.9	47.20	19.30	151.7	140.3	127.6	123.1	0.813
October	79.6	45.10	16.90	101.4	92.7	85.1	82.0	0.811
November	44.4	28.30	12.20	55.1	49.6	46.9	44.9	0.818
December	34.9	22.00	9.40	44.2	39.3	37.4	35.8	0.811
Year	1235.0	650.60	15.34	1594.1	1468.7	1350.3	1290.5	0.811

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

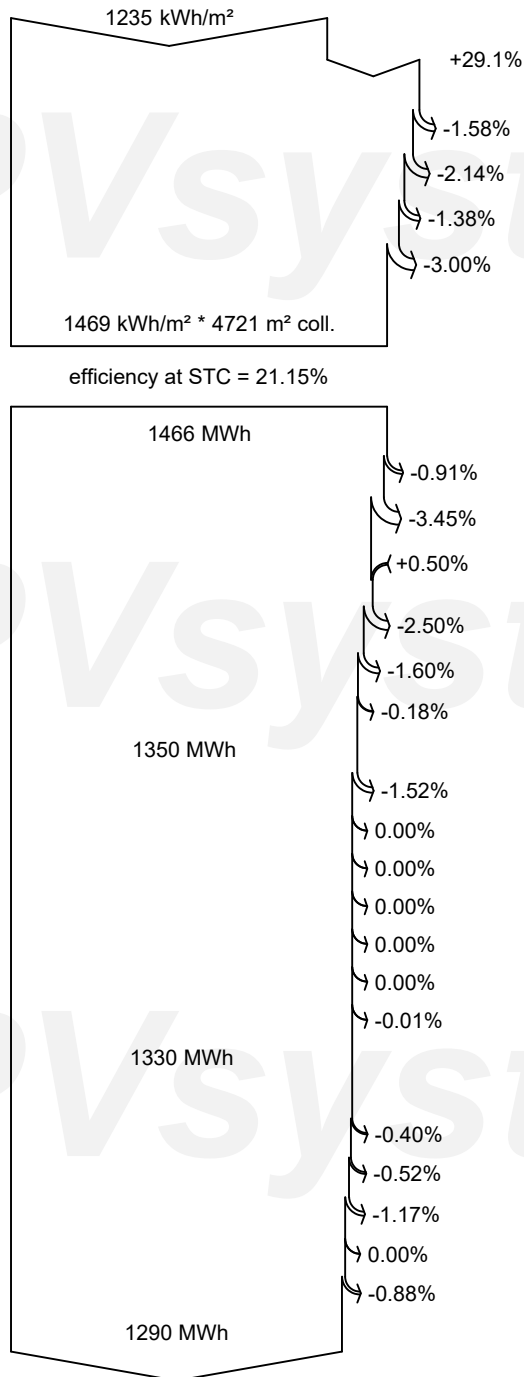
PR Performance Ratio



**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:35  
with v7.1.4

**Loss diagram**



**Global horizontal irradiation**

**Global incident in coll. plane**

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

**Effective irradiation on collectors**

PV conversion

**Array nominal energy (at STC effic.)**

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

**Array virtual energy at MPP**

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

**Available Energy at Inverter Output**

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

System unavailability

**Energy injected into grid**



**PVsyst V7.1.4**

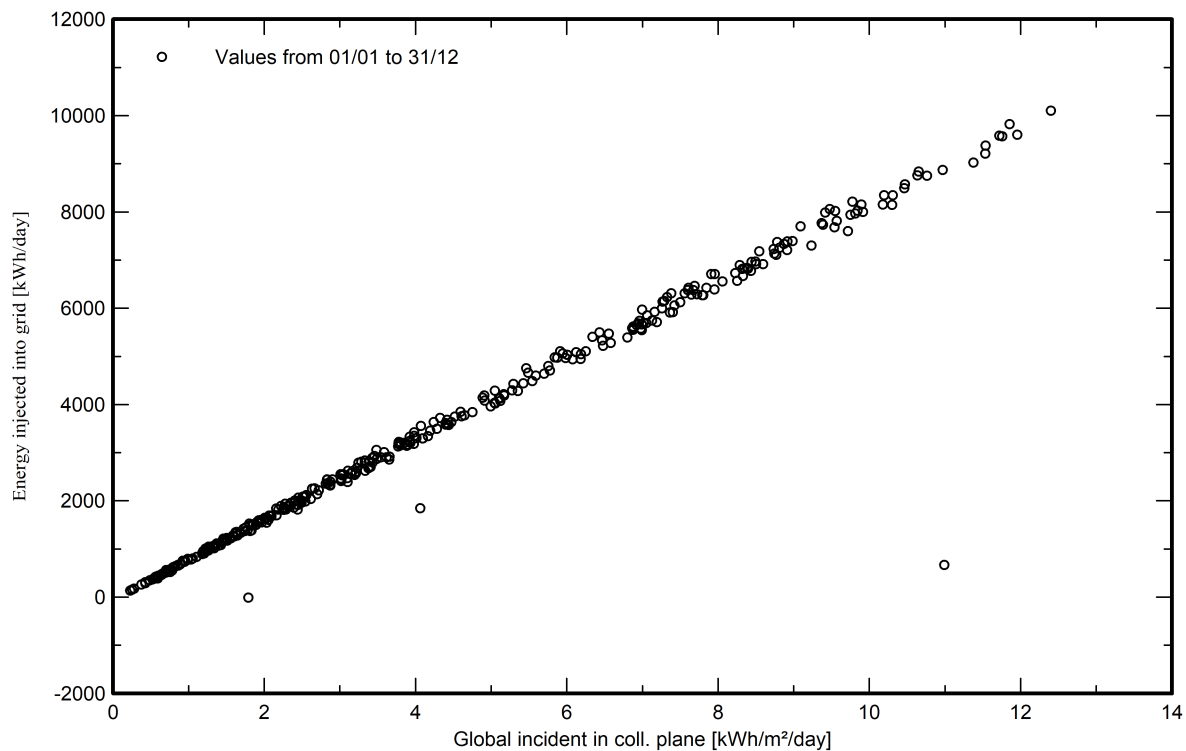
VC0, Simulation date:

10/02/21 14:35

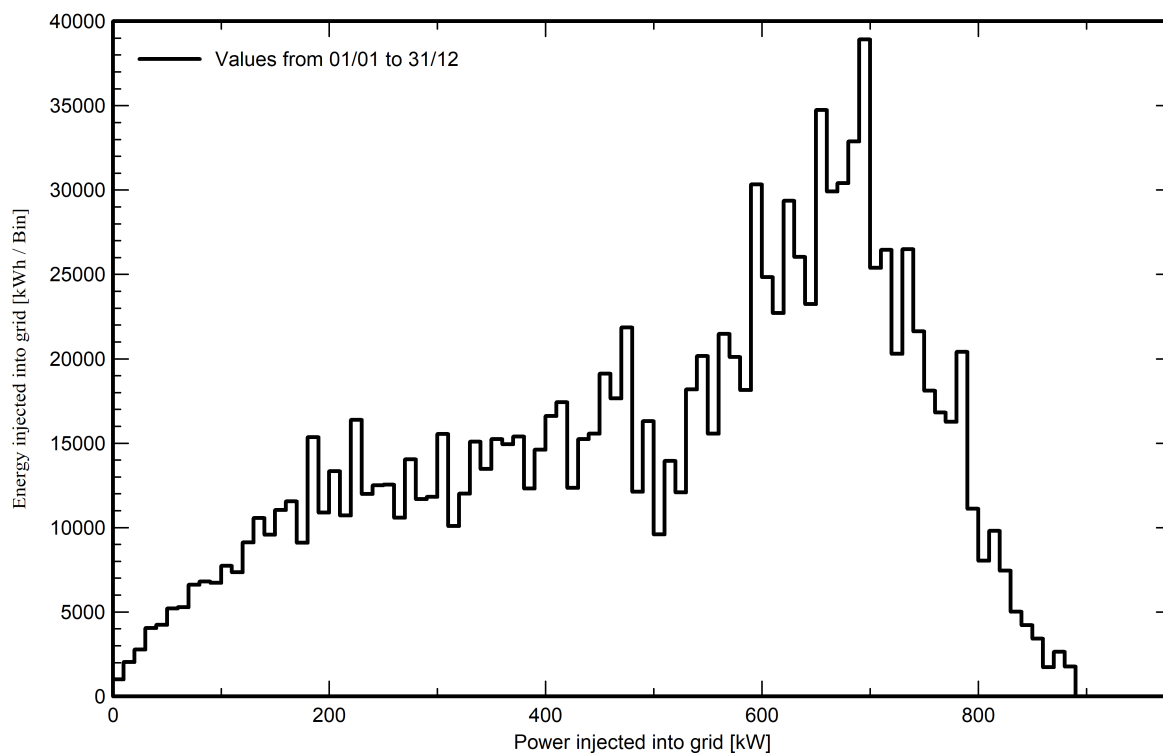
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: BIFACIAL\_SEGUIDOR\_BILBAO

Variant: BIFACIAL\_SEGUIDOR\_BILBAO

Trackers single array, with backtracking

System power: 998 kWp

Bilbao/Sondica - España

**PVsyst V7.1.4**

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:28  
with v7.1.4

**Project summary****Geographical Site****Bilbao/Sondica**

España

**Situation**

Latitude 43.30 °N

Longitude -2.93 °W

Altitude 34 m

Time zone UTC+1

**Project settings**

Albedo 0.35

**Meteo data**

Bilbao/Sondica

MeteoNorm 7.2 station - Sintético

**System summary****Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

**Near Shadings**

Linear shadings

**User's needs**

Unlimited load (grid)

**System information****PV Array**

Nb. of modules

1976 units

Pnom total

998 kWp

**Inverters**

Nb. of units

5 units

Pnom total

875 kWac

Pnom ratio

1.140

**Results summary**

Produced Energy	1422 MWh/year	Specific production	1425 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	89.42 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:28  
with v7.1.4

## General parameters

## Grid-Connected System

## Trackers single array, with backtracking

## PV Field Orientation

## Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis  
Axis azimuth 0 °

## Backtracking strategy

Nb. of trackers 41 units  
Single array

## Sizes

Tracker Spacing 6.50 m  
Collector width 2.03 m  
Ground Cov. Ratio (GCR) 31.2 %  
Top inactive band 0.02 m  
Bottom inactive band 0.02 m

## Backtracking limit angle

Phi limits +/- 71.2 °

## Models used

Transposition Perez  
Diffuse Perez, Meteonorm  
Circumsolar separate

## Horizon

Average Height 4.2 °

## Near Shadings

Linear shadings

## User's needs

Unlimited load (grid)

## Bifacial system

Model 2D Calculation  
unlimited trackers

## Bifacial model geometry

Tracker Spacing 6.50 m  
Tracker width 2.07 m  
Backtracking limit angle 71.2 °  
GCR 31.9 %  
Axis height above ground 1.50 m

## Bifacial model definitions

Ground albedo 0.35  
Bifaciality factor 69 %  
Rear shading factor 5.0 %  
Rear mismatch loss 10.0 %  
Module transparency 0.0 %

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer Generic  
Model TSM-DEG18MC-20-(II)-505-Bifacial  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 505 Wp  
Number of PV modules 1976 units  
Nominal (STC) 998 kWp  
Modules 76 Strings x 26 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp 926 kWp  
U mpp 994 V  
I mpp 931 A

## Total PV power

Nominal (STC) 998 kWp  
Total 1976 modules  
Module area 4762 m²

## Inverter

Manufacturer Generic  
Model SUN2000-185KTL-H1  
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 175 kWac  
Number of inverters 5 units  
Total power 875 kWac  
Operating voltage 550-1500 V  
Max. power (=>30°C) 185 kWac  
Pnom ratio (DC:AC) 1.14

## Total inverter power

Total power 875 kWac  
Nb. of inverters 5 units  
Pnom ratio 1.14





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:28  
with v7.1.4

## Array losses

## Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## DC wiring losses

Global array res. 18 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

## Serie Diode Loss

Voltage drop 0.3 V

Loss Fraction 0.0 % at STC

## LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.5 %

## Module Quality Loss

Loss Fraction -0.5 %

## Module mismatch losses

Loss Fraction 1.5 % at MPP

## IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

## System losses

## Unavailability of the system

Time fraction 0.5 %  
1.8 days,  
3 periods

## Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW  
0.0 kW from Power thresh.

## AC wiring losses

## Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri

Loss Fraction 1.0 % at STC

## Inverter: SUN2000-185KTL-H1

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm<sup>2</sup>

Average wires length 87 m

## AC losses in transformers

## MV transfo

Grid Voltage 20 kV

## Operating losses at STC

Nominal power at STC (PNomac) 1000 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 1.00 kW

Loss Fraction 0.1 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 6.40 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:

10/02/21 14:28

with v7.1.4

## Horizon definition

Average Height 4.2 °

Albedo Factor 0.73

Diffuse Factor 0.93

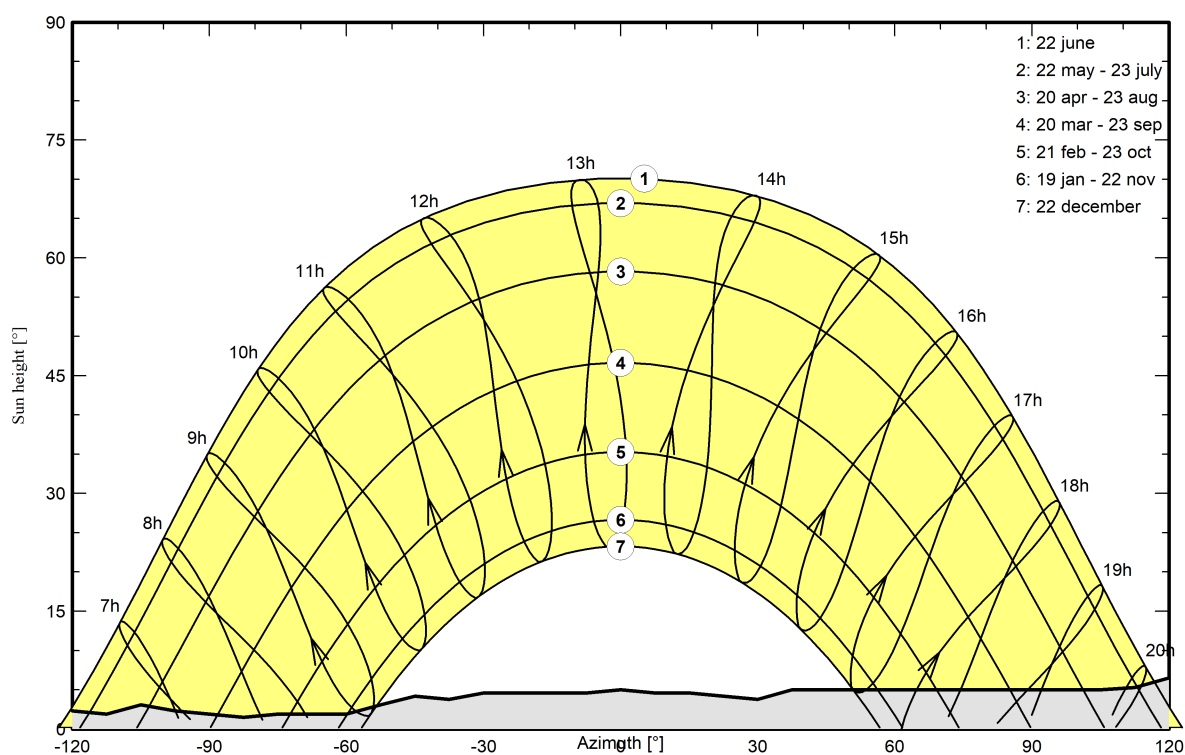
Albedo Fraction 100 %

## Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98
Height [°]	4.2	4.2	3.8	3.8	3.4	4.2	2.7	2.3	1.9	3.1	2.3
Azimuth [°]	-90	-83	-75	-60	-53	-45	-38	-30	-8	0	8
Height [°]	1.9	1.5	1.9	1.9	3.1	4.2	3.8	4.6	4.6	5.0	4.6
Azimuth [°]	15	23	30	38	105	113	120	158	165	173	180
Height [°]	4.6	4.2	3.8	5.0	5.0	5.3	6.5	6.5	3.8	4.2	4.2

## Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Horizon from PVGIS website API, Lat=43°18'0", Long=-2°55'48", Alt=34m



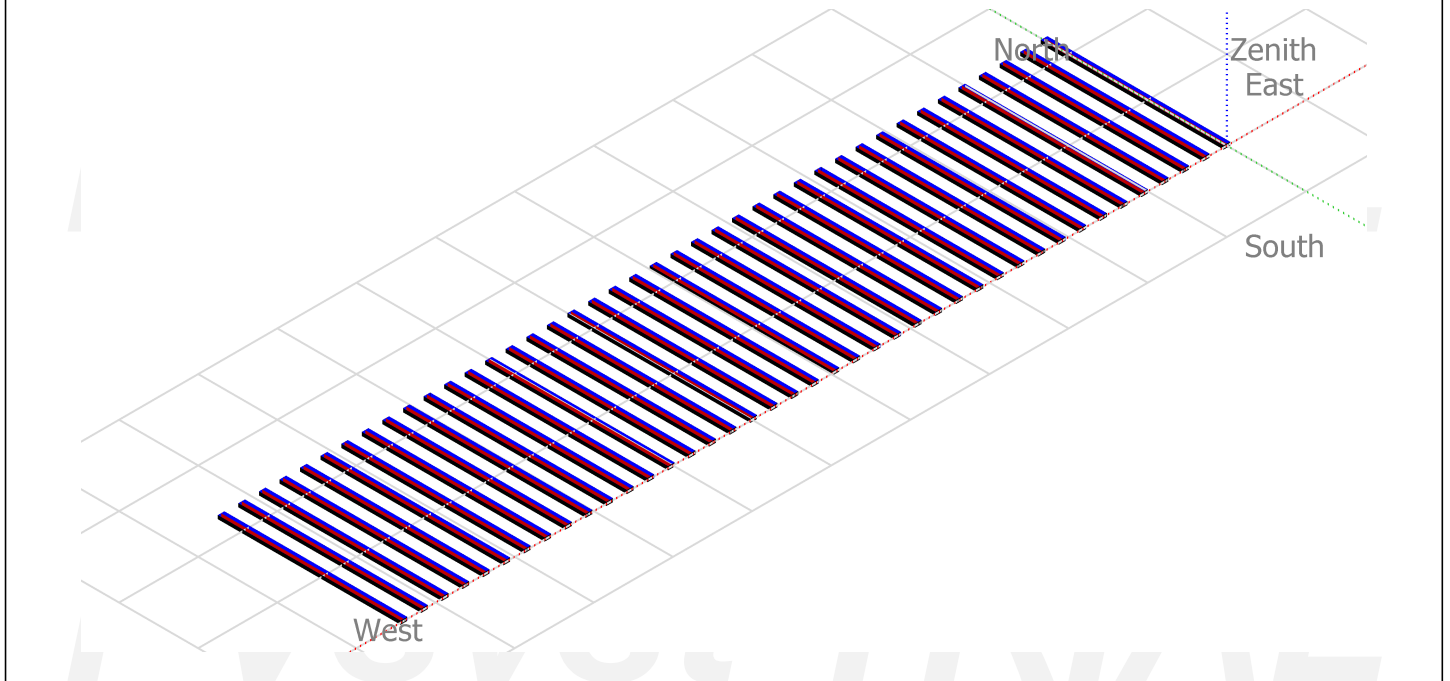


**PVsyst V7.1.4**

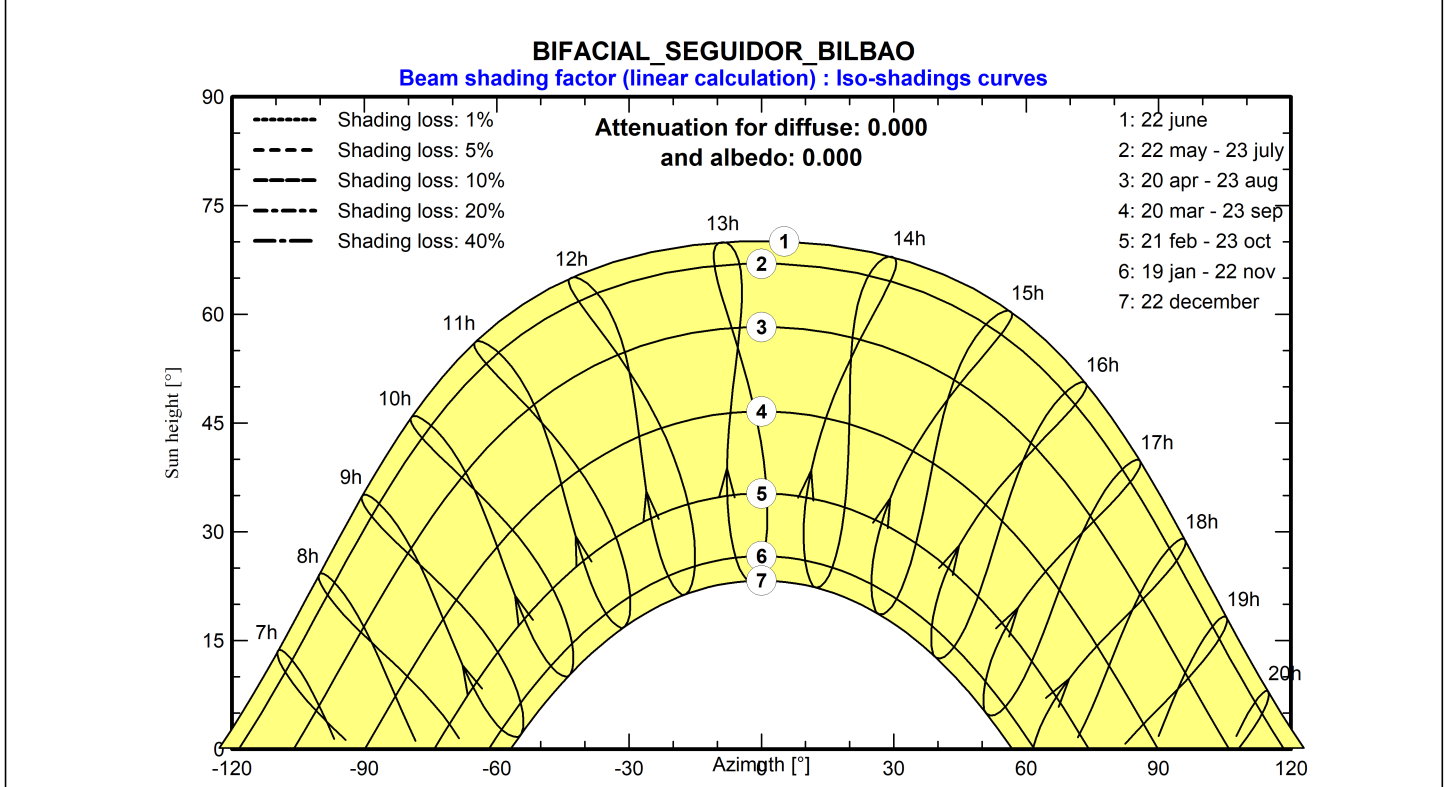
VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:28  
with v7.1.4

**Near shadings parameter**

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**





## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:28  
with v7.1.4

## Main results

## System Production

Produced Energy

1422 MWh/year

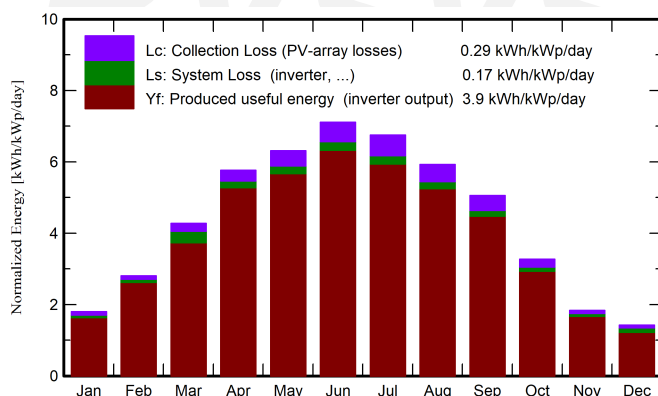
Specific production

1425 kWh/kWp/year

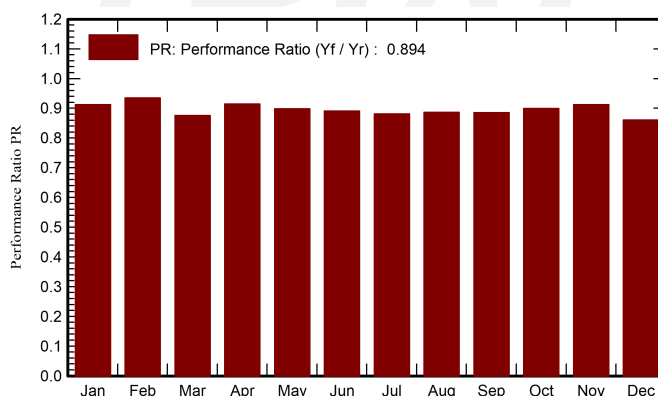
Performance Ratio PR

89.42 %

## Normalized productions (per installed kWp)



## Performance Ratio PR



## Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	ratio
January	42.4	24.60	9.80	55.8	50.6	52.9	50.8	0.912
February	61.4	36.50	9.60	78.5	72.2	75.9	73.2	0.935
March	101.3	51.60	12.40	132.4	122.7	125.6	115.7	0.876
April	132.1	65.10	13.40	173.0	161.7	163.7	157.9	0.915
May	153.9	81.40	16.80	195.6	182.8	182.1	175.4	0.899
June	167.2	84.60	20.10	213.3	200.1	196.7	189.6	0.891
July	161.7	84.70	21.70	209.3	195.9	191.0	184.0	0.881
August	145.2	79.50	22.00	183.7	171.5	168.7	162.6	0.887
September	110.9	47.20	19.30	151.6	141.4	139.1	134.0	0.886
October	79.6	45.10	16.90	101.4	93.6	94.4	91.0	0.899
November	44.4	28.30	12.20	55.0	50.2	52.4	50.1	0.912
December	34.9	22.00	9.40	44.2	39.8	41.8	37.9	0.860
Year	1235.0	650.60	15.34	1593.8	1482.6	1484.4	1422.2	0.894

## Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

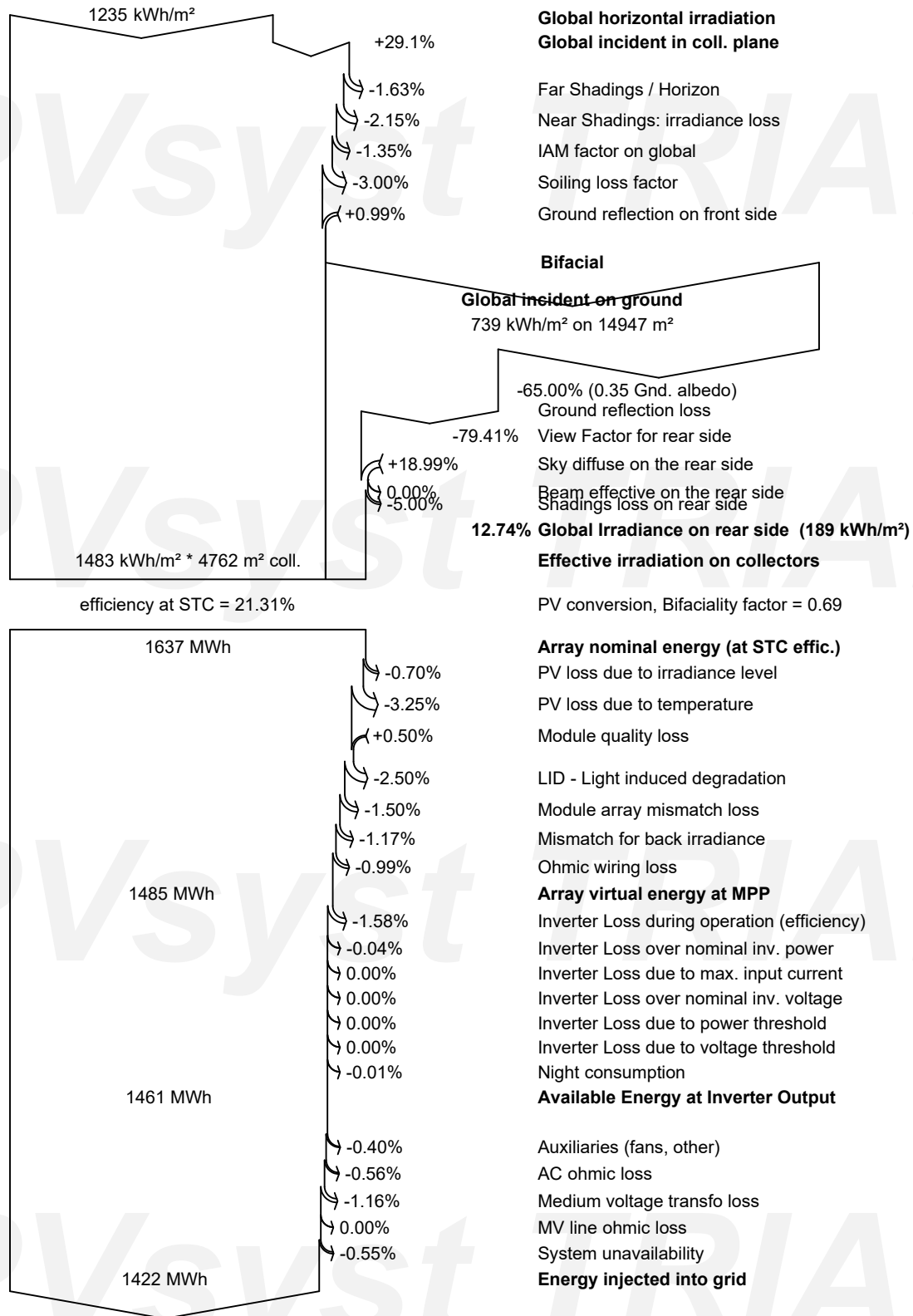
PR Performance Ratio



## PVsyst V7.1.4

VC0, Simulation date:  
10/02/21 14:28  
with v7.1.4

## Loss diagram





**PVsyst V7.1.4**

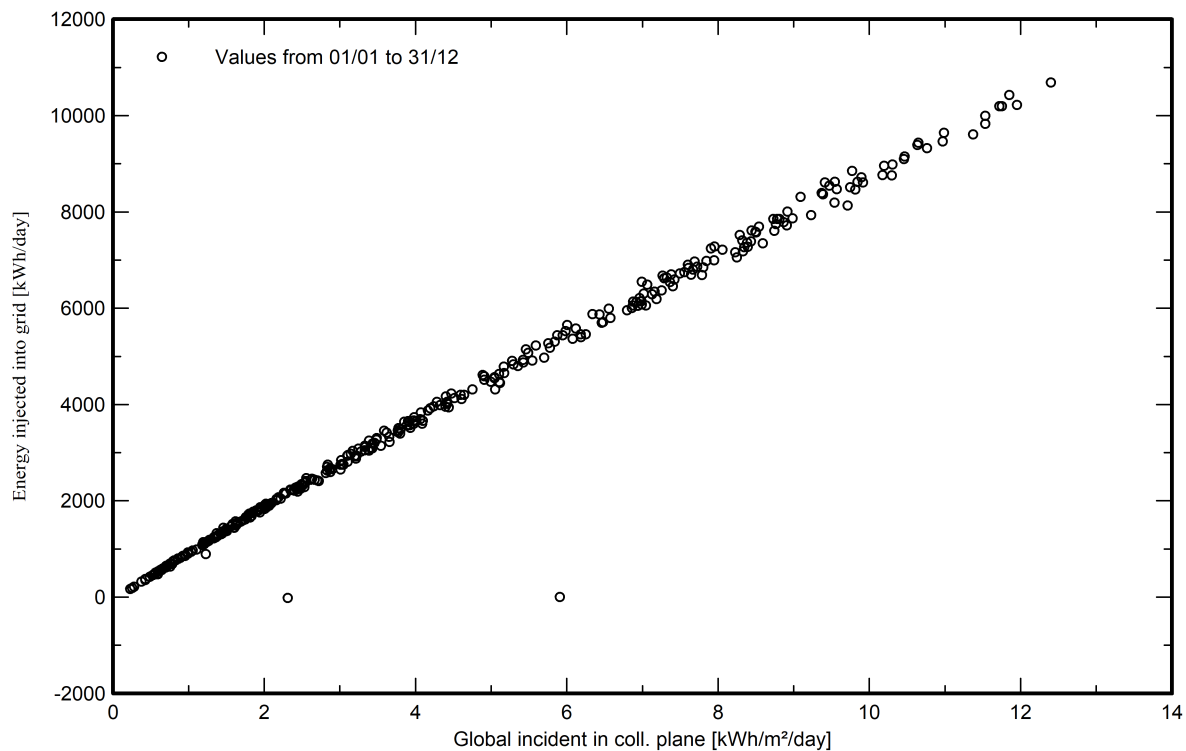
VC0, Simulation date:

10/02/21 14:28

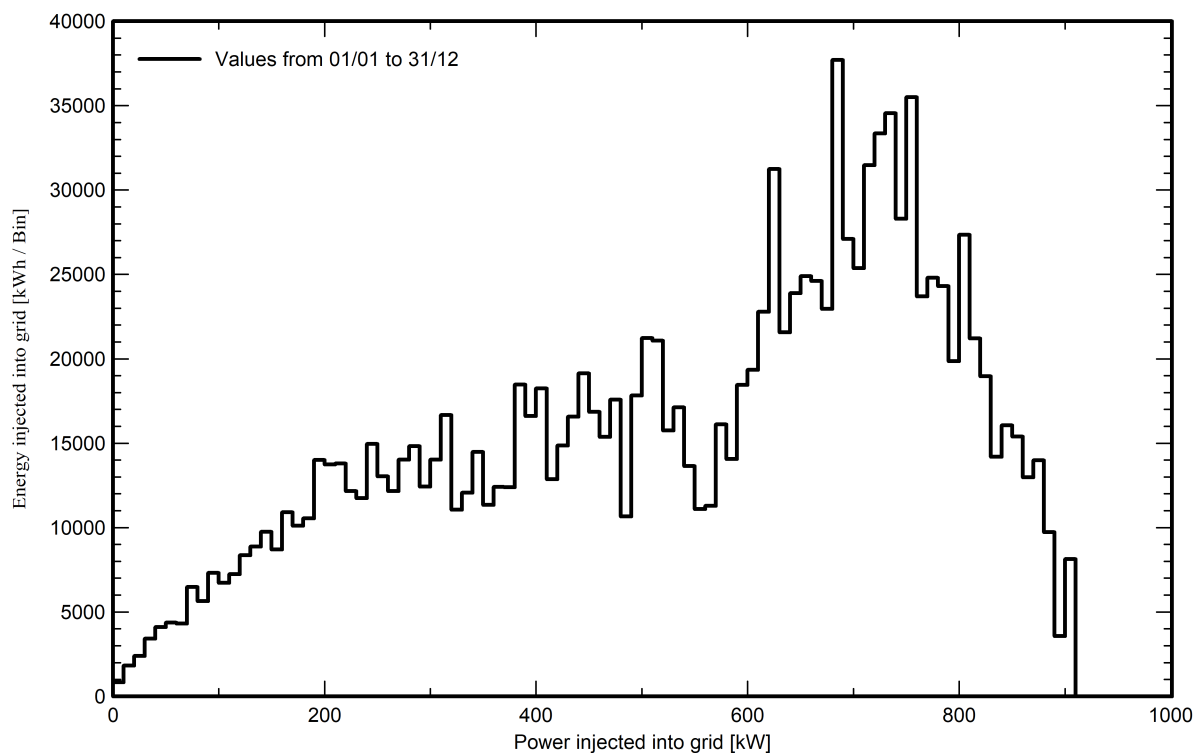
with v7.1.4

**Special graphs**

**Diagrama entrada/salida diaria**



**Distribución de potencia de salida del sistema**



## 6 REFERENCIAS

- [1] El Confidencial, EC Brands, 2019. [En línea]. Disponible en: [https://www.elconfidencial.com/tecnologia/2019-12-16/autoconsumo-energia-fotovoltaica-renovables-bra\\_2314540/](https://www.elconfidencial.com/tecnologia/2019-12-16/autoconsumo-energia-fotovoltaica-renovables-bra_2314540/)
- [2] Yuba Solar, 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.yubasolar.net/2015/03/instalacion-fotovoltaica-conectada-red.html>
- [3] Iberdrola, [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica>
- [4] Xataka Ciencia, 2008. [En línea]. Disponible en: <https://www.xatakaciencia.com/fisica/el-efecto-fotoelectrico>
- [5] Wikipedia, la enciclopedia libre, 2021. [En línea]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Panel\\_fotovoltaico](https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico)
- [6] Izaskun Iraizoz Latasa, PFC: Análisis de la potencia disipada y que alcanza una célula fotovoltaica sombreada, Universidad Pública de Navarra, 2011. [En línea]. Disponible en: <http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/4135/577569.pdf?sequence=1>
- [7] Ingelibre, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/>
- [8] Damia Solar, 2017. [En línea]. Disponible en: [https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/comparativa-panel-solar-poli-mono-cuasimono-amorfo\\_1](https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/comparativa-panel-solar-poli-mono-cuasimono-amorfo_1)
- [9] Clean Energy Reviews, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-pv-cell-construction>
- [10] Yingbin Zhang, Long-term reliability of silicon wafer-based traditional backsheet modules and double glass modules, 2015. [En línea]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/figure/Structure-of-double-glass-a-and-traditional-module-b\\_fig1\\_280631423](https://www.researchgate.net/figure/Structure-of-double-glass-a-and-traditional-module-b_fig1_280631423)
- [11] Unión Española Fotovoltaica, [En línea]. Disponible en: <https://unef.es/2019/02/la-energia-fotovoltaica-en-espana-avanza-de-forma-decida-en-2018-con-un-crecimiento-del-94-de-la-potencia-instalada/>
- [12] Red Eléctrica de España, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/especial/2020/10/un-parque-generator-cada-vez-masverde#:~:text=2006%2DSeptiembre%202020%20%7C%20MW&text=En%20solo%20nueve%20meses%2C%20la,mayor%20presencia%20a%20nivel%20nacional>
- [13] Antonio Barrero F, Revista Energías Renovables, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/26-de-agosto-la-fotovoltaica-ya-ha-20200826>
- [14] Red Eléctrica de España, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>
- [15] Enrique Pérez, Xataka, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.xataka.com/energia/montana-rusa-precio-electricidad-fuertes-vientos-hacen-caer-coste-a-minimos-historicos-pico-filomena>
- [16] Longi Solar, [En línea]. Disponible en: <https://es.longi-solar.com/home/products/technology.html>
- [17] Cambio Energético, [En línea]. Disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/>
- [18] Solar Quarter, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://solarquarter.com/2020/05/30/designing-bifacial-pv-power-plants-getting-the-details-right-part-1/>
- [19] PV Magazine, En línea. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2020/03/30/la-nueva-era-del-bifacial/>

- [20] PV-Magazine, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2020/08/05/la-interpretacion-del-miteco-de-la-potencia-instalada-con-modulos-bifaciales-carece-de-base-tecnologica/>
- [21] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, diciembre 2020. [En línea]. Disponible en: [https://www.miteco.gob.es/es/prensa/201229cminnprdadcesoyconexion\\_tcm30-520525.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/prensa/201229cminnprdadcesoyconexion_tcm30-520525.pdf)
- [22] FuturEnergy, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://futureenergyweb.es/huawei-fusionsolar-contribuye-a-la-instalacion-de-la-primera-planta-fotovoltaica-flotante-en-espana/>
- [23] Esasolar, [En línea]. Disponible en: <https://esasolar.com/es/>
- [24] Enel Green Power, [En línea]. Disponible en: <https://www.enelgreenpower.com/es/paises/europa/espana>
- [25] Trace Software, [En línea]. Disponible en: <https://www.trace-software.com/es/paneles-solares-bifaciales-caracteristicas-y-ventajas/>
- [26] Amara-e, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.amara-e.com/efecto-lid-fotovoltaica/>
- [27] Wikipedia, la enciclopedia libre, 2019. [En línea]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/Seguidor\\_solar](https://es.wikipedia.org/wiki/Seguidor_solar)
- [28] Diego Alcubierre, Cemaer, [En línea]. Disponible en: <https://www.cemaer.org/las-opciones-optimas-de-trinapro-modulos-bifaciales-con-seguimiento/>
- [29] Trina Solar. [En línea]. Disponible en: <https://www.trinasolar.com/es>
- [30] Longi Solar. [En línea]. Disponible en: <https://es.longi-solar.com/>
- [31] Chint Solar. [En línea]. Disponible en: <http://energy.chint.com/en/>
- [32] Greg Beardsworth y Amir Asgharzadeh Shishavan, Nextracker, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://info.nextracker.com/hubfs/Bifacial%20Media%20Coverage/Energ%C3%A9tica%20Magazines%20Cuantificaci%C3%B3n%20de%20ganancias%20de%20la%20tecnolog%C3%ADa%20bifacial.pdf>
- [33] Greg Beardsworth y Amir Ashgharzadeh, Nextracker, Cuantificación de las ganancias de la tecnología bifacial, 2020. Available: <https://info.nextracker.com/hubfs/Bifacial%20Media%20Coverage/Energ%C3%A9tica%20Magazines%20Cuantificaci%C3%B3n%20de%20ganancias%20de%20la%20tecnolog%C3%ADa%20bifacial.pdf>
- [34] José Alfonso Alonso Lorenzo, Sun Fields Europe, [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/radiacion-solar/>
- [35] Efi Market, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.efimarket.com/blog/radiacion-solar-en-espana/>